

Diskussionspapier

Szenarien zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels 2030

Abschätzungen zu den Auswirkungen
pauschaler Abstandsregelungen für
Windenergie an Land

Berlin, 17. Juni 2019



Hinweis

Bei diesem Papier handelt es sich um eine Ergänzung und Erweiterung der BDEW-Fakten-sammlung vom 19. März 2019 mit dem Titel: „Szenarien zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels 2030 – Berechnungen zu möglichen Ausbaupfaden bezüglich Windenergie an Land und Photovoltaik unter Berücksichtigung von Windenergie auf See“.

Keines der drei dargestellten Szenarien (sowie der ihnen zugrundeliegenden Annahmen) spiegelt die Position des BDEW bezüglich eines wünschenswerten Zubaupfades wider oder entspricht einer Branchenmeinung.

Vielmehr sollen damit Zusammenhänge und Interdependenzen aufgezeigt werden.

1 Einleitung und Hintergrund: Ausbaubedarf für das 65 Prozent-Ziel

Im Koalitionsvertrag 2018 zwischen CDU, CSU und SPD ist u. a. eine Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien auf 65 Prozent bis 2030 vereinbart. Dieses Ausbauziel ist auch im Entwurf für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2019) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) antizipiert sowie in den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) als Bedingung für den schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung enthalten.

Der BDEW hat in seinem Papier vom 19. März 2019 mögliche Ausbaupfade zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels in drei Szenarien beschrieben, in denen die zu erwartende Lücke zwischen der Referenzentwicklung (Fortschreibung des EEG 2017) und dem 65-Prozent-Ziel auf unterschiedliche Weise geschlossen werden könnte¹. Szenario A fokussiert die EE-Technologien mit den gegenwärtig niedrigsten Stromgestehungskosten, Szenario B ausschließlich PV-Dach- und Freiflächenanlagen. Szenario C beschreibt einen Mittelweg. Zusätzlich werden Sensitivitäten mit einem Offshore-Ausbau von 17 bzw. 20 GW bis 2030 dargestellt (s. Abb. 1 und Abb. 2).

¹ Referenzszenario: EEG 2017 und Sonderausschreibungen Wind Onshore und PV

Szenario A: Deckung der Lücke zum 65-Prozent-Ziel zu einem Drittel Wind Onshore und zwei Dritteln PV-Freifläche (Stromerzeugung), Weiterbestehen des 52 GW-Deckels, Zusätzliche Ausschreibungen Wind Onshore und PV-Freifläche ab 2022

Szenario B: Deckung der Lücke zum 65-Prozent-Ziel jeweils zur Hälfte aus PV-Dachanlagen und PV-Freifläche, Abschaffung des 52 GW-Deckels, zusätzliche Freiflächen-Ausschreibungen ab 2022

Beide Szenarien wurden mit jeweils 17 und 20 GW Wind Offshore im 2030 berechnet.

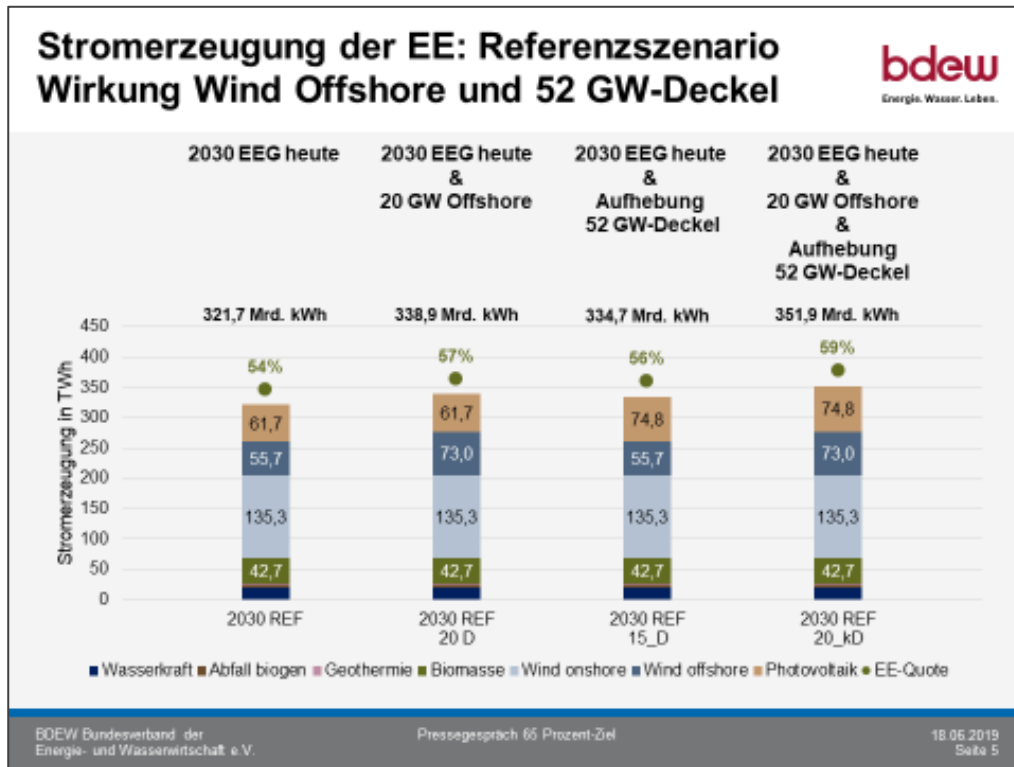


Abb. 1: EE-Stromerzeugung im Referenzszenario sowie Wirkung Wind Offshore und 52 GW-Deckel

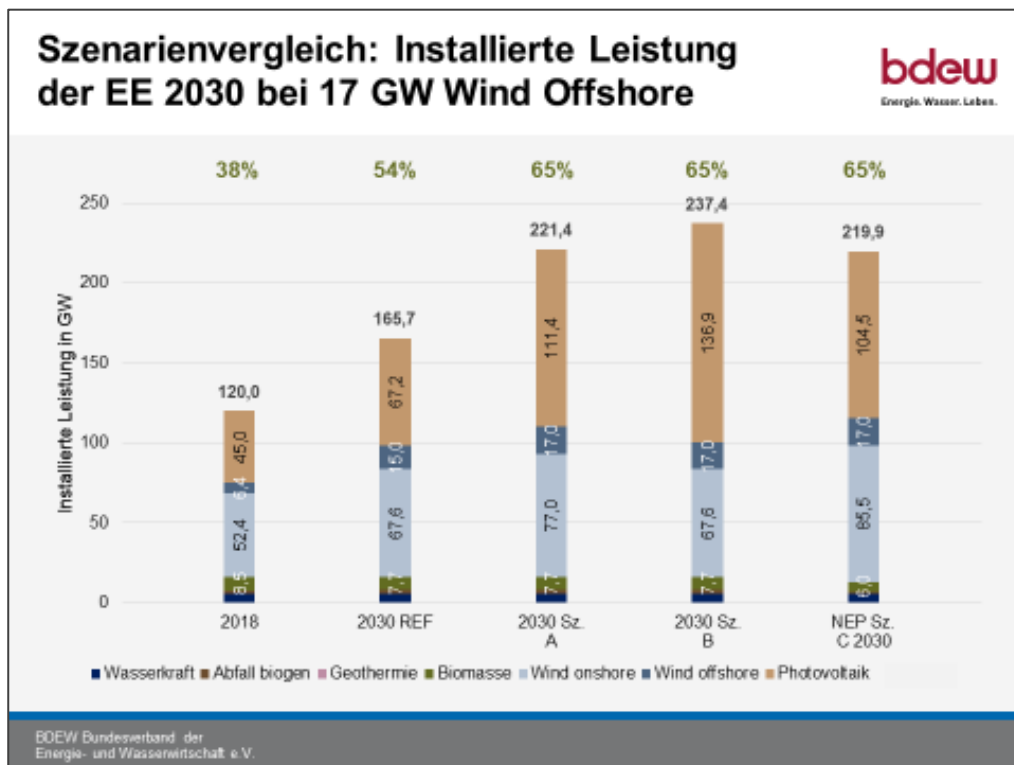


Abb. 2: Installierte Leistung der EE 2030 bei 17 GW Wind Offshore

2 Flächenverfügbarkeit und Akzeptanz als Erfolgsbedingungen für die Realisierbarkeit des 65-Prozent-Ziels

Aus den betrachteten Szenarien ergibt sich, dass für die Erreichung des 65-Prozent-Ziels ein verstärkter Zubau der wichtigsten EE-Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See, PV-Freifläche und PV-Dachanlagen gegenüber den derzeit gültigen Planungen notwendig ist. Allerdings wird bereits heute der Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie an Land, u. a. durch zwei Faktoren limitiert: (1) Verfügbarkeit geeigneter Flächen und Genehmigungen sowie (2) teilweise wachsender Widerstand seitens der betroffenen Anwohner. Die Folge ist, dass die Zahl der geplanten und realisierten Projekte abnimmt, was sich in den jüngsten Ausschreibungsrunden in einer deutlichen Unterzeichnung niedergeschlagen hat.

Im Zuge der Diskussion um Maßnahmen zur Akzeptanzsteigerung für Energiewendeprojekte wird v. a. im Rahmen der AG „Akzeptanz“ im Deutschen Bundestag u. a. auch der Vorschlag erörtert, durch pauschale Abstandsregelungen für Windenergie-Anlagen an Land wieder mehr Zustimmung betroffener Anwohner zu erhalten, wobei eine Größenordnung von mind. 1.000 Metern im gesamten Bundesgebiet im Raum steht. Der BDEW hat sich bereits wiederholt klar gegen eine solche Maßnahme ausgesprochen und stattdessen vorgeschlagen, die Zustimmung der Bevölkerung vor Ort durch eine bundeseinheitliche Abgabe an Standort- und Anrainerkommunen sowie die Etablierung regionaler Zentren, die während des Dialog- und Beteiligungsprozesses moderierend und beratend tätig sein sollen, zu stärken.

Vor dem Hintergrund dieser Diskussion liegt auf den ersten Blick möglicherweise nahe, dass das 65-Prozent-Ziel v. a. mit solchen Technologien erreicht werden müsste, die einen besonders geringen Flächenbedarf haben (bzw. weniger raumgreifend sind). In diesem Diskussionspapier möchte der BDEW daher die Aspekte des Flächenbedarfs und der -effizienz näher beleuchten und eine Abschätzung treffen, welche Auswirkungen eine Einschränkung der Flächenkulisse für Windenergie an Land durch eine pauschale Abstandsregelung haben könnte. Ebenso wird eine Abschätzung über mögliche Auswirkungen einer solchen Regelung auf die Kosten des weiteren EE-Ausbaus und der EE-Stromerzeugung vorgenommen.

3 Flächenbedarf und Flächeneffizienz

Die einzelnen EE-Technologien unterscheiden sich hinsichtlich ihres jeweiligen spezifischen Flächenbedarfes im Verhältnis zur Leistung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Nutzung von Flächen für den EE-Ausbau nicht gleichzusetzen ist mit einer Flächenversiegelung oder einem Flächenverbrauch im Sinne des Ausschlusses jeglicher anderer Nutzung. So beträgt bei Windenergieanlagen an Land die versiegelte Fläche nur rund 1/500 der hier angegebenen, benötigten Fläche. Abgesehen von baulichen Einschränkungen kann die verbleibende Fläche noch nahezu uneingeschränkt genutzt werden, beispielsweise für land- oder forstwirtschaftliche sowie infrastrukturelle Zwecke. In geringerem Ausmaß bestehen solche Nutzungsmöglichkeiten auch für PV-Freiflächenanlagen (z. B. in Verbindung mit landwirtschaftlichen Nutzungen wie Viehzucht). Zudem gibt es erste Pilotversuche mit Konzepten, die eine noch bessere Parallelnutzung von PV-Freiflächen-Grundstücken ermöglichen sollen,

z. B. die sogenannte Agro-Photovoltaik. PV-Dachanlagen werden auf ohnehin bereits bebauten Flächen errichtet und sind damit flächenneutral.

Basierend auf der aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnislage sowie der Planungspraxis der BDEW-Mitgliedsunternehmen können für die einzelnen Technologien jeweils spezifische Flächenbedarfe zugrunde gelegt werden (s. Tab. 1). Bei diesen Faktoren fällt auf, dass diese deutlich voneinander abweichen und die Windenergie einen relativ hohen spezifischen Flächenbedarf aufweist.

Es ist allerdings zu beachten, dass sich die Technologien auch dahingehend unterscheiden, wie viel Ertrag sie im Durchschnitt generieren. So weisen Windenergieanlagen in der Regel deutlich höhere Volllaststunden auf als PV-Anlagen. Die Relationen bei der ertragsbezogenen Flächeneffizienz verschieben sich demzufolge gegenüber der leistungsbezogenen Betrachtung (s. ebenfalls Tab. 1) und nähern sich weitestgehend an, zumindest für Windenergie an Land und PV-Freifläche. Einen deutlich besseren Wert erreichen in dieser Betrachtung die PV-Dachanlagen, die aber ohnehin auf bereits bebauten Flächen errichtet werden, weshalb diese Betrachtung für sie nicht von Relevanz ist.

	Windenergie an Land	PV-Freifläche	PV-Dachanlagen
Flächenbedarf ²	5,0 ha/MW	1,75 ha/MW ³	1,0 ha/MW
Flächenertrag (in MWh/ha*a) ⁴	440 MWh/ha*a	506 MWh/ha*a	970 MWh/ha*a

Tab. 1: Vergleich zum spezifischen Flächenbedarf und Flächenertrag von EE-Technologien

Die Unterschiede im spezifischen Flächenbedarf der nicht flächenneutralen EE-Technologien werden daher durch den spezifischen Flächenertrag weitgehend nivelliert, sodass sich aus Flächengesichtspunkten heraus keine eindeutige Präferenz zugunsten einzelner EE-Technologien ergibt.

² Quelle: „Räumlich differenzierte Flächenpotenziale für erneuerbare Energien in Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur, August 2015

³ In der angegebenen Quelle wird der spezifische Flächenbedarf von PV-Freiflächenanlagen mit 2,0 bis 2,5 ha/MW angegeben. In der Planungspraxis der Unternehmen sind allerdings deutlich bessere Werte von lediglich 1,0 ha/MW bekannt. Aus diesem Grund wird hier ein Mittelwert angegeben.

⁴ An dieser Stelle werden aus Kohärenzgründen nicht die Werte aus der genannten BMVI-Studie übernommen, sondern die spezifischen Flächenbedarfe mit den Vollbenutzungsstunden verrechnet, die im BDEW-Papier vom 19. März 2019 zugrunde gelegt wurden.

4 Flächenkulisse und Auswirkungen pauschaler Abstandsregelungen

Derzeit gibt es keine bundesweit gültigen Regelungen, die einen pauschalen Mindestabstand von WEA zu Wohngebäuden oder -gebieten vorschreiben. Allerdings existieren eine Reihe landesrechtlicher Vorgaben (z. B. die „10-H-Regel“ in Bayern) oder Empfehlungen für die Regionalplanung.

An dieser Stelle soll eine Abschätzung vorgenommen werden, wie sich eine bundesweit gültige pauschale Abstandsregelung auf das 65-Prozent-Ziel auswirken würde. Dabei wird auf die Szenarien aus dem BDEW-Papier vom 19. März 2019 und die darin beschriebenen Ausbauszenarien zurückgegriffen. Weiterhin werden die Ergebnisse der Studie des Umweltbundesamtes (UBA) „Auswirkungen von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen – Auswertung im Rahmen der UBA-Studie ‚Flächenanalyse Wind an Land‘“ bezüglich der Auswirkungen von Mindestabständen auf das Gesamtpotenzial für Windenergie an Land sowie zur Repoweringfähigkeit von Bestandsanlagen herangezogen.

Hierzu ist anzumerken, dass die Werte für das Gesamtpotenzial von Windenergie an Land vom UBA auf Basis der ausgewiesenen Windflächen (Eignungs-, Vorrang- und Vorbehaltflächen) gemäß derzeit bestehender Regionalpläne bzw. Flächenkulissen gemäß aktueller Planentwürfe ermittelt wurden. Auch die bayerische 10-H-Regelung wurde dabei berücksichtigt. Abschätzungen oder Projektionen zu Flächenausweisungen auf Basis zukünftiger, heute noch unbekannter Regionalplanungen wurden nicht vorgenommen.

Auf die Kulisse der für den weiteren EE-Ausbau erforderlichen Flächen hätte die Einführung pauschaler Mindestabstände auf Bundesebene unmittelbar negative Effekte:

4.1 Einschränkung der Repowering-Fähigkeit bestehender Anlagen

Ein noch wesentlich höherer Anteil der heute betriebenen Anlagen würde nicht mehr für das Repowering zur Verfügung stehen, sodass diese Anlagen theoretisch an anderer Stelle ersetzt werden müssten.

Bei einem unterstellten Betriebsende nach spätestens 25 Jahren würden bis 2030 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von rund 20 GW außer Betrieb gehen. Nicht alle diese Altanlagen können am selben Standort durch eine Neuanlage ersetzt werden (Repowering). Laut UBA⁵ ist für lediglich 53 Prozent der heute betriebenen Windräder ein Repowering nach derzeitiger Rechtslage (insb. durch die umfangreiche Erfordernis immissionschutzrechtlicher und naturschutzrechtlicher Genehmigungen) zulässig.⁶

⁵ Studie „Auswirkungen von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen – Auswertung im Rahmen der UBA-Studie ‚Flächenanalyse Windenergie an Land‘“ (März 2018)

⁶ Dies deckt sich mit Ergebnissen einer Betreiberumfrage der Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) aus dem Jahr 2018 mit Blick auf den bis Ende 2025 aus der EEG-Förderung fallenden Anlagenbestand, die ergab, dass für rund 40 Prozent der von einem Auslaufen der Förderung betroffenen Anlagen keine Möglichkeit zum Repowering besteht. Rund zwei Drittel davon sind planungsrechtlich begründet.

Der Rest müsste an einem anderen Standort ersetzt werden, soll die Gesamtleistung der Windenergie an Land nicht sinken.⁷

Die Einführung bundesweit gültiger, pauschaler Mindestabstände würde den Anteil repowering-fähiger Anlagen deutlich verringern: bei 1.000 Metern von der reinen Wohnbaufläche von 53 auf 35 Prozent (Quelle: UBA⁸) Je größer der Abstand ausfällt, desto größer ist naturgemäß der Anteil nicht-repowering-fähiger Anlagen und desto kleiner ist gleichzeitig die zur Verfügung stehende Ausweichfläche.

Tabelle 2 zeigt den zusätzlichen Flächenbedarf für Windanlagen an Land für den Ersatz nicht repowering-fähiger Anlagen (unter Berücksichtigung von 17 GW Offshore)⁹. D. h. es handelt sich allein um die Kompensation der im Laufe der kommenden 25 Jahre mutmaßlich zurückgebauten und nicht repowering-fähigen Bestandsanlagen.

Dabei wird deutlich, dass pauschale Mindestabstände einen erheblichen Mehrbedarf an Flächen zum Ausgleich der nicht-repowering-fähigen Flächen bedingen würden: Bei einem Abstand von 1.000 Metern zur reinen Wohnbebauung (im Innenbereich) beträgt dieser zusätzliche Flächenbedarf rund 47.000 ha. Bezöge sich die Vorgabe nicht nur auf reine Wohngebiete, sondern auch auf Gebiete gemischter Nutzung (z. B. Splittersiedlungen im Außenbereich), würde sich dieser Bedarf um weitere 37.000 ha erhöhen.

	Reine Wohnfläche im Innenbereich (in ha)	Reine Wohnfläche im Innenbereich zuzüglich gemischte Nutzung im Außenbereich (in ha)
Gültige Rechtslage	123.000	123.000
1.000 Meter	170.000	207.000
1.200 Meter	194.000	228.000
1.300 Meter	205.000	236.000
1.500 Meter	220.000	247.000
2.000 Meter	241.000	260.000

Tab.2: Zusätzlicher Flächenbedarf für Windanlagen an Land für den Ersatz nicht repowering-fähiger Anlagen für 17 GW Offshore (in ha)

⁷ Dieser Wert bezieht sich auf alle heute betriebenen Anlagen. Es ist nicht bekannt, ob der Anteil unter den Anlagen, die bis 2030 außer Betrieb gehen werden, abweicht.

⁸ Quelle s. Fußnote 3

⁹ Zugrundegelegt wurde der in Abschnitt 2 genannte spezifische Flächenbedarf von 5 ha/MW für Windenergieanlagen an Land.

4.2 Einschränkung des Gesamtpotenzials der installierten Windenergie-Leistung

Mit der Einführung pauschaler Mindestabstände stünden weniger Flächen für die Errichtung neuer WEA zur Verfügung, die einen Netto-Beitrag zur Erhöhung des EE-Anteils im Stromsektor leisten könnten. Das Gesamtpotenzial von Wind an Land würde damit empfindlich eingeschränkt. Das UBA hat in der erwähnten Studie die Größenordnung dieses Effekts auf Basis der heutigen Flächenkulisse abgeschätzt. Bei einem Mindestabstand von 1.000 Meter zur reinen Wohnbebauung und ohne Ausweisung zusätzlicher Flächen sinkt das gesamte Windpotenzial demnach von ca. 80 GW auf rund 63 GW ab. Müsste dieser Abstand auch auf Flächen gemischter Nutzung eingehalten werden, sänke das Potenzial weiter auf 43 GW. Bei schärferen Vorgaben wäre das Potenzial entsprechend noch niedriger.

Die Szenarienrechnungen aus dem Diskussionspapier vom 19. März ergaben, dass zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels die installierte Leistung der Windenergie an Land von heute 52,4 GW auf eine Größenordnung von 67,6 (Szenario B) bis 77,0 GW (Szenario A) ausgebaut werden müsste. Das vom UBA ermittelte Gesamtpotenzial auf den heute ausgewiesenen Flächen liegt damit unter dem für das 65-Prozent-Ziel für notwendig erachteten Mindestwert zum Ausbau der Windenergie an Land.

Die rund 4,6 GW Differenz könnten zwar möglicherweise noch durch andere Technologien ausgeglichen werden. Gleichwohl ist das 65-Prozent-Ziel 2030 lediglich ein Meilenstein für das derzeitige weitergehende Ziel einer Reduktion aller CO₂-Emissionen um 80 bis 95 Prozent bis zum Jahr 2050. Für die Erreichbarkeit dieses langfristigen Ziels ist eine Beschränkung des Windenergiepotenzials an Land auf das o. g. Niveau nicht möglich.

4.3 Vorzeitiges Abschmelzen der installierten Windenergie-Leistung

Auf Basis der in diesem und dem Diskussionspapier vom 19. März 2019 dargelegten Ausbau-szenarien und Annahmen sowie den Daten des UBA¹⁰ hat der BDEW abgeschätzt, wie sich die beiden o. g. Effekte – Begrenzung des Gesamtpotenzials bei gleichzeitiger Beschränkung des Repowerings – auf die Entwicklung der in Deutschland verfügbaren Gesamtleistung der Windenergie auswirken würden. Zugrundegelegt wurde dabei die Entwicklung im Szenario A. Das Ergebnis ist in den Abbildungen 3 und 4 dargestellt.

Mit einem Mindestabstand von 1.000 Metern zur reinen Wohnbebauung, eingeführt im Jahr 2019, würde demnach die installierte Gesamtleistung der Windenergieanlagen folgende Entwicklung nehmen:

¹⁰ Die zugrundegelegte Studie des UBA begrenzt das maximale Gesamtpotenzial anhand der heute ausgewiesenen Windflächen (Eignungs-, Vorrang- und Vorbehaltsflächen) gemäß derzeit bestehender Regionalpläne und berücksichtigt zusätzlich Flächen gemäß aktueller Planentwürfe. Abschätzungen oder Projektionen zu Flächenausweisungen auf Basis zukünftiger, heute noch unbekannter Regionalplanungen wurden dabei nicht vorgenommen, d. h. durch zukünftige Änderungen der aktuellen Regionalplanungen besteht die Möglichkeit, das Flächenpotenzial gegenüber heute zu erhöhen. Zusätzlich wurde angenommen, dass der Anteil repowering-fähiger Anlagen in jeder Alterskohorte gleich hoch ist und die Ausschreibungsmengen aus dem EEG 2017 fortgeführt werden.

- i) Außerhalb der 1.000-Meter-Zone würde die installierte Leistung der Windenergieanlagen kontinuierlich steigen. Einerseits, da auf noch freien Flächen neue Anlagen (nach den Vorgaben des EEG) gebaut würden. Andererseits würden Altanlagen am Ende ihrer Lebenszeit ersetzt (Repowering), insofern dem nicht andere rechtliche Einschränkungen entgegenstehen.
- ii) Die Bestandsanlagen innerhalb der 1.000-Meter-Zone genießen Bestandsschutz und können bis zum Ende ihrer Lebensdauer weiter betrieben werden. Anschließend werden diese jedoch nicht wieder erneuert. Der Bestand dieser Anlagen und derjenigen außerhalb der 1.000-Meter-Zone, die aufgrund anderer Vorgaben nicht repowert werden können, wird bis zum Jahr 2042 vollständig zurückgebaut.
- iii) Bis zur Ausschöpfung des verbleibenden Flächenpotenzials übersteigt die Summe des Zubaus außerhalb der 1.000-Meter-Zone den Rückbau der nicht-repoweringfähigen Anlagen. Die installierte Gesamtleistung wächst in Summe also weiter. Netto werden zwischen 1,6 und 2,6 GW jährlich zugebaut. Ab 2021 übersteigt die installierte Leistung sogar die erwähnte Potenzialgrenze von 63 GW. Dieser „Überhang“ ist ausschließlich bedingt durch den Bestandsschutz für die bereits errichteten Anlagen.
- iv) 2032 sind die Zubaupotenziale außerhalb der 1.000-Meter-Zone ausgeschöpft. Es kommt daher nicht mehr zu einem Zubau (weder Brutto noch Netto). Dann erreicht die installierte Leistung ihren Höhepunkt bei rund 82 GW. Anschließend übersteigt der Rückbau nicht-repoweringfähiger Anlagen die Erneuerung der repowering-fähigen Anlagen, sodass es zu einem Netto-Rückbau kommt.
- v) Die Phase des Netto-Rückbaus der installierten Windleistung erstreckt sich zwischen 2032 und 2042. Anschließend bleibt die installierte Leistung stabil auf dem Niveau der Potenzialgrenze von 63 GW.

Im Ergebnis würde eine solche Abstandsregelung (1.000 Meter von der reinen Wohnbebauung, keine Höhenbeschränkungen, keine Ausweisung zusätzlicher Windflächen) daher zwar nicht notwendig das Ziel gefährden, bis 2030 einen Anteil von 65 Prozent Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zu erreichen. Um dieses Ziel im Anschluss auch zu halten, würden allerdings zusätzliche Maßnahmen notwendig.

Erschwerend kommt hinzu, dass aufgrund der zunehmenden Sektorkopplung der Stromverbrauch möglicherweise schneller steigt, als in den hier vorliegenden Rechnungen unterstellt wurde, insbesondere nach 2030. Daher würde die Erreichbarkeit aller über das Jahr 2030 hinausgehenden Ziele zum EE-Ausbau und zur CO₂-Reduktion durch eine solche Maßnahme deutlich erschwert, wenn nicht unmöglich gemacht.

Zudem würde der durch eine pauschale Abstandsregelung bedingte Netto-Rückbau bei der Windenergie an Land gerade in der letzten Phase des von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vorgezeichneten Pfades für einen Ausstieg aus der Kohleverstromung stattfinden.

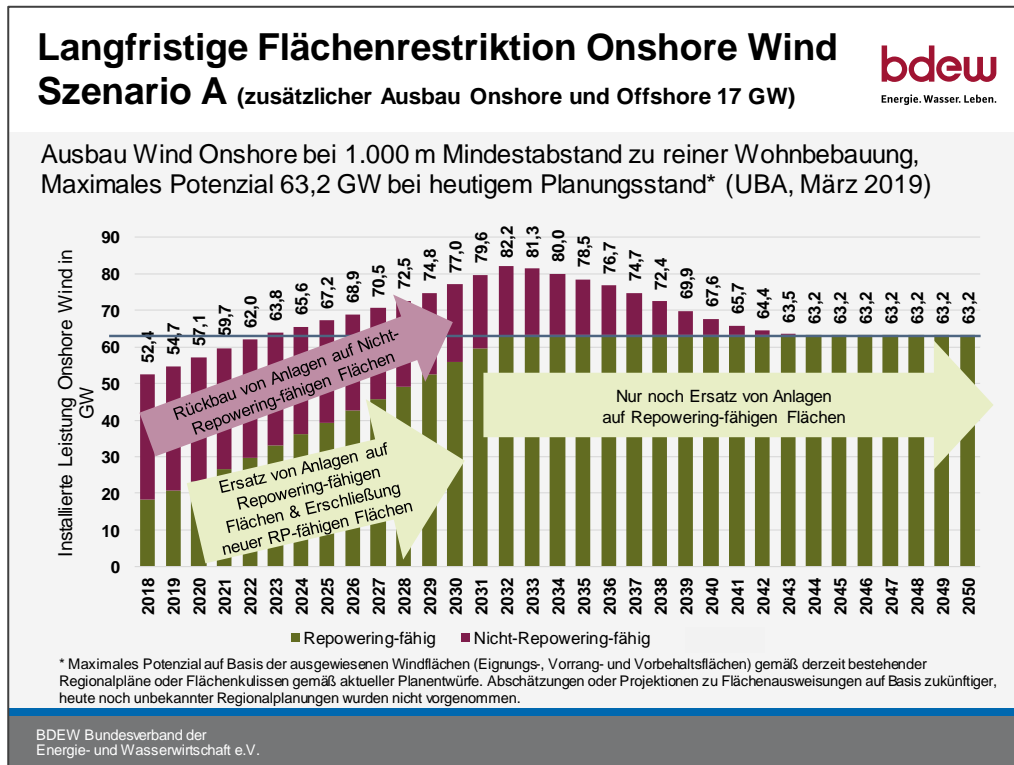


Abb. 3: Entwicklung der installierten Gesamtleistung der Windenergie an Land unter der Bedingung eines 1.000 Meter-Mindestabstandes von der Wohnbebauung (Szenario A, 17 GW Offshore)

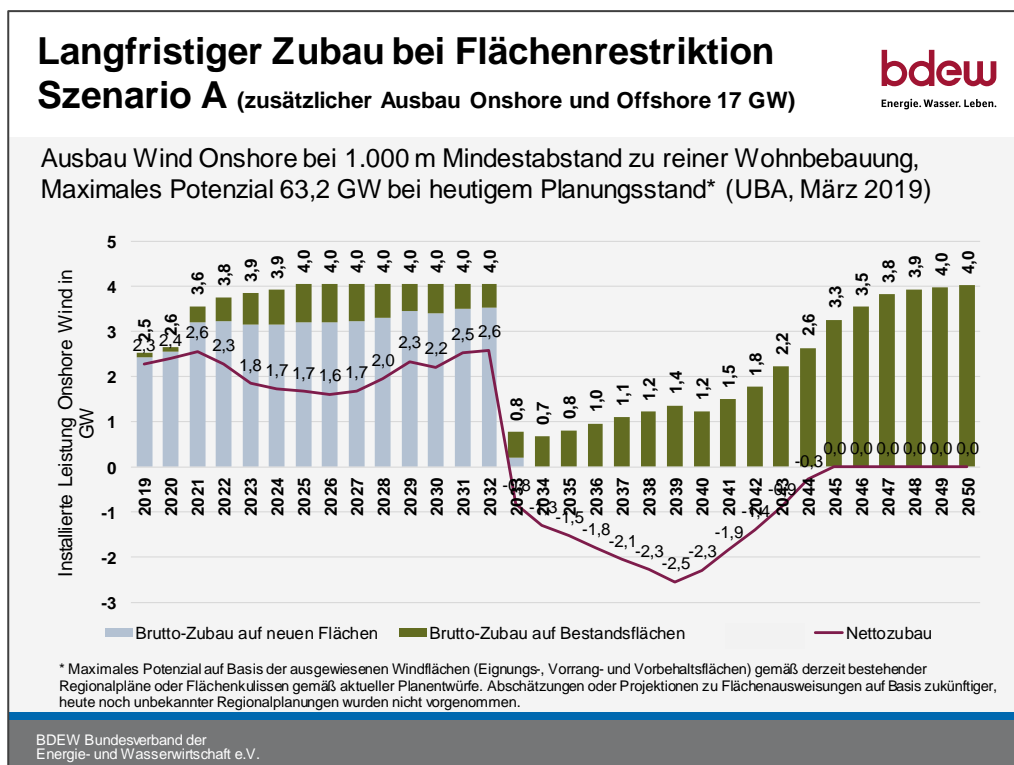


Abb. 4: Entwicklung des Zubaus von Windenergie an Land unter der Bedingung eines 1.000 Meter-Mindestabstandes von der Wohnbebauung (Szenario A, 17 GW Offshore)

Würden noch restriktivere Vorgaben erlassen, z. B. durch einen Bezug des Mindestabstandes auch auf Flächen gemischter Nutzung, würden die beschriebenen Mechanismen in verschärfter Form auftreten (s. Abb. 5 und 6):

- i) Bis zum Jahr 2028 wäre die Entwicklung identisch. Bei einer restriktiveren Vorgabe wäre das Gesamtpotenzial allerdings deutlich niedriger (43 statt 63 GW) und würde dementsprechend auch früher erreicht (2028 statt 2032). Der Anteil repowering-fähiger Anlagen wäre noch geringer (21 statt 35 Prozent)
- ii) Das Maximum der installierten Leistung würde ebenfalls früher und damit auf niedrigerem Niveau erreicht (72 statt 82 GW).
- iii) Im Jahr 2030 läge die installierte Leistung aufgrund des früher einsetzenden Netto-Rückbaus bei lediglich 69 GW – und damit deutlich unterhalb der im Szenario A für die Erreichung des 65-Prozent-Ziels als notwendig erachteten 77 GW.
- iv) Die Rückbauphase würde ebenfalls bis 2042 dauern, aber deutlich früher einsetzen. Dementsprechend würde auch mehr Leistung aus dem Markt genommen, bis das Potenzial von 43 GW erreicht wäre.

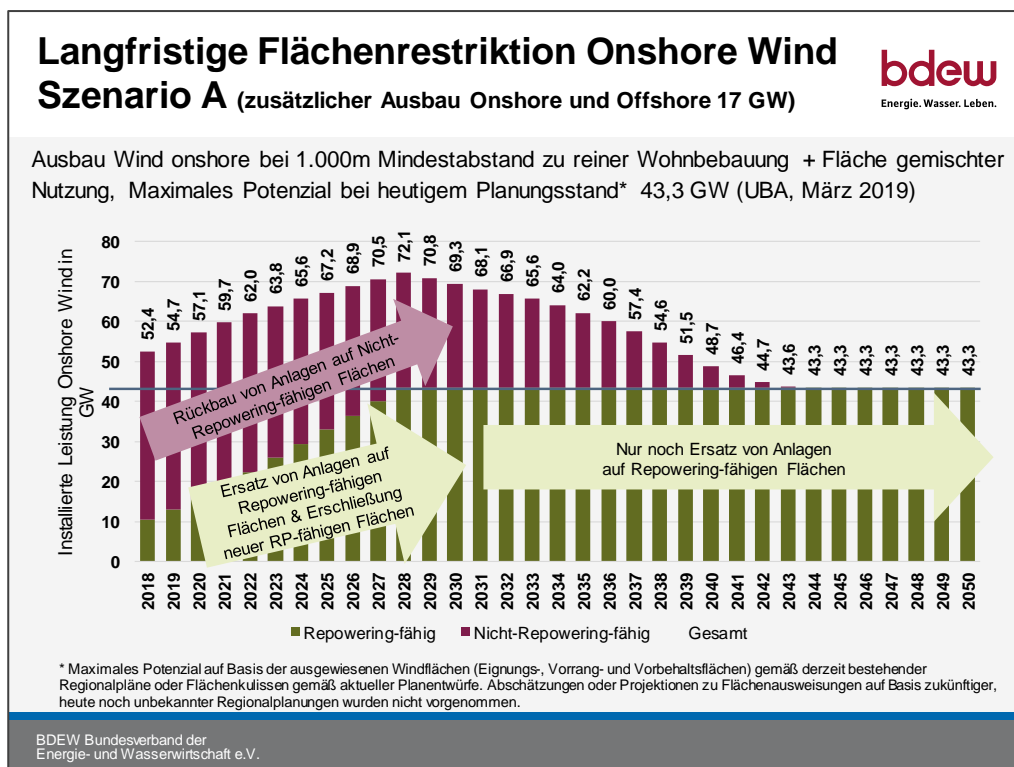


Abb. 5: Entwicklung der installierten Gesamtleistung der Windenergie an Land unter der Bedingung eines 1.000 Meter-Mindestabstandes von der Wohnbebauung und Flächen gemischter Nutzung (Szenario A, 17 GW Offshore)

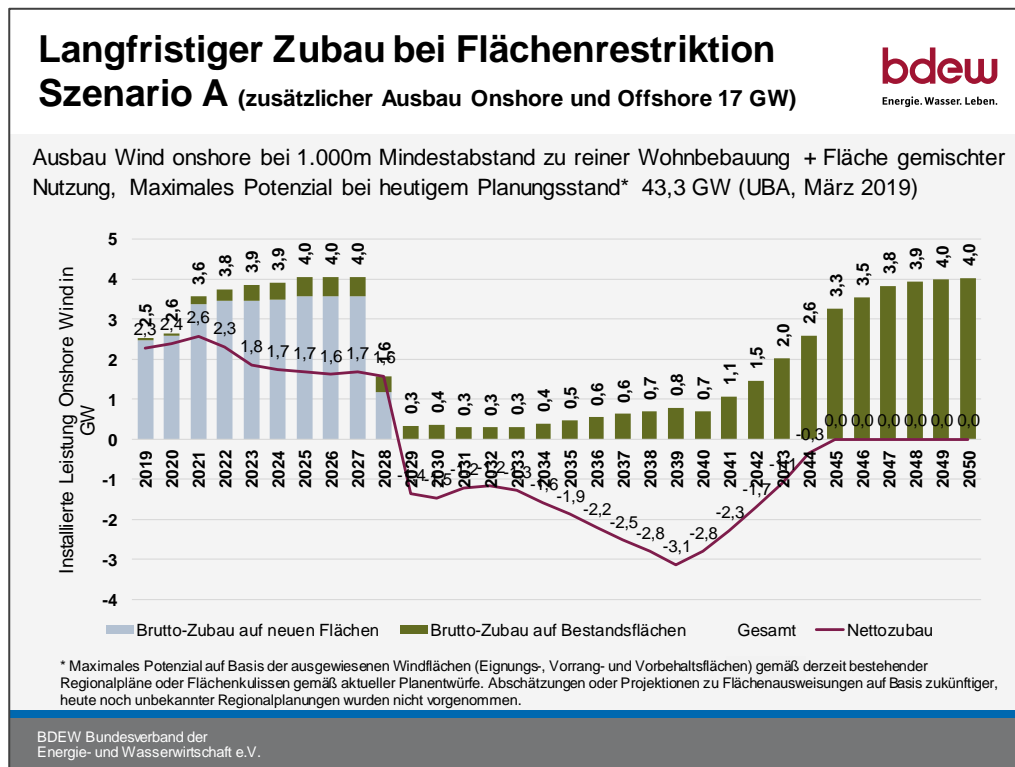


Abb. 6: Entwicklung des Zubaus von Windenergie an Land unter der Bedingung eines 1.000 Meter-Mindestabstandes von der Wohnbebauung (Szenario A, 17 GW Offshore)

4.4 Kostenwirkung

Stromgestehungs- und Investitionskosten

Wie aus den bereits angestellten Betrachtungen und den Szenarienrechnungen hervorgeht, würde eine Beschränkung des Ausbaus der Windenergie an Land durch einen höheren Zubau von PV-Freiflächen- und PV-Dachanlagen kompensiert werden müssen, um zumindest das 65-Prozent-Ziel 2030 erreichen zu können. Es ist davon auszugehen, dass eine solche technologische Schwerpunktverschiebung nicht ohne Folgen für die Kosten der Energiewende bliebe.

Um deren Größenordnung besser einschätzen zu können, werden im Folgenden zum einen die zusätzlichen Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien sowie zum anderen die notwendigen zusätzlichen Investitionen abgeschätzt. Grundlage ist die Studie „Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien“ (Fraunhofer ISE, März 2018)¹¹.

Bezüglich der Stromgestehungskosten ist das Szenario A gegenüber der Referenz eines EE-Ausbaus nach heutigem Planungsstand mit Mehrkosten in einer Größenordnung von 2,2 bis

¹¹ Für die Berechnung wurden die oberen und unteren Werte der Stromgestehungskosten und der Investitionskosten für die einzelnen Erzeugungstechnologien für das jeweilige Inbetriebnahmejahr herangezogen und dem jeweiligen Bruttozubau der einzelnen Inbetriebnahmejahre zugeordnet. Auf Basis der unteren und oberen Werte wurden dann die entsprechenden Bandbreiten berechnet.

4,1 Mrd. EUR verbunden. Im Szenario B hingegen liegen die Mehrkosten bei 2,9 bis 4,9 Mrd. EUR. Die Stromgestehungskosten in beiden Szenarien unterscheiden sich demnach um 0,7 bis 0,8 Mrd. EUR im Jahr 2030. Grund für diese Differenz ist der deutlich höhere Beitrag, den im Szenario B PV-Dachanlagen, die verglichen mit den anderen Technologien höhere Stromgestehungskosten aufweisen, leisten.

Für die damit verbundenen Investitionen ergibt sich ein ähnliches Bild.¹² Stromgestehungskosten und Investitionen stehen in mittelbarem Zusammenhang, da durch die Stromerzeugung die Investitions- und Kapitalkosten amortisiert werden müssen. Zusätzlich wirken unterschiedliche Nutzungsdauern und Auslastungen der verschiedenen Technologien auf die spezifischen Stromgestehungskosten je Kilowattstunde. Diese angegebenen Beträge muss man allerdings über einen (gegenwärtigen) Förderzeitraum von 20 Jahren bzw. einen sonstigen längeren Abschreibungszeitraum betrachten.

Szenario A erfordert bis zum Jahr 2030 (im Verhältnis zum Referenzszenario EEG 2017) zusätzliche Investitionen in Höhe von 37,0 bis 49,4 Mrd. EUR. In Szenario B werden insgesamt 48,0 bis 70,0 Mrd. EUR zusätzlich erforderlich. Damit liegen die Investitionskosten des Szenario B um 11,0 bis 20,3 Mrd. Euro höher als in Szenario A.

An dieser Stelle wäre eine Betrachtung der möglichen Auswirkungen auf die Entwicklung der EEG-Umlage grundsätzlich wünschenswert. Aufgrund der Notwendigkeit komplexer Strommarktmodelle – insbesondere unter Heranziehung plausibler Entwicklung der Großhandelspreise unter Beachtung der hohen Gleichzeitigkeit der EE-Stromerzeugung – ist das jedoch ohne wissenschaftliche Gutachten nicht möglich.

Weitere nicht quantifizierte Systemkosten

Neben den erwähnten Effekten auf die Stromgestehungskosten und die mit dem zusätzlichen Ausbau verbundenen Mehrinvestitionen entstehen weitere Kosteneffekte an anderen Stellen im Energiesystem, die an dieser Stelle nicht quantifiziert werden können, aber zumindest angesprochen werden sollen. Hintergründe sind u. a. die jeweiligen Erzeugungsprofile (tagesbezogen, saisonal), Unterschiede in der regionalen Verteilung anhand der Standortbedingungen und Anforderungen an den Netzanschluss.

Ein erhöhter Anteil z. B. von PV-Anlagen bedingt einen höheren Ausbaubedarf im Verteilnetzbereich sowie höhere Kosten für die Vorhaltung und Vergütung der Flexibilitäten, da die Vollbenutzungsstunden von Photovoltaikanlagen deutlich geringer sind als die Vollbenutzungsstunden von z. B. Windenergieanlagen auf See.

Wie weit sich diese weiteren Systemkosten in den betrachteten Szenarien unterscheiden, kann an dieser Stelle nicht belastbar abgeschätzt werden. Es ist aus heutiger Sicht sehr

¹² Für deren Abschätzung wird ebenfalls auf Angaben aus der erwähnten Studie von Fraunhofer ISE zurückgegriffen.

wahrscheinlich, dass in Szenarien mit größeren PV-Anteilen die dahinterliegenden Systemkosten deutlich höher ausfallen würden und zu den bereits oben quantifizierten 0,7 bis 0,8 Mrd. EUR Kostenunterschieden hinzuaddiert werden müssten.

Neben den Kosten, die sich durch eine verringerte Rolle der Windenergie an Land im Energiesystem ergeben, kommt es auch zu kostenwirksamen Effekten in den EEG-Ausschreibungen: Eine drastische Verschlechterung der Flächenkulisse würde sich unmittelbar auf die Anzahl der von den Unternehmen geplanten Projekte auswirken. Die Folge wären ein deutlich verringertes Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungsrunden und damit höhere Ausschreibungsergebnisse. Dieser Effekt war bereits in den letzten, deutlich unterzeichneten, Ausschreibungsrunden zu beobachten. Eine höhere Akzeptanz anstehender Projekte, die z. B. mit der vom BDEW vorgeschlagenen Zahlung an Standort- und Anrainerkommunen erreicht werden könnte, würde im Gegensatz wieder für mehr Wettbewerb und damit sinkende Ausschreibungsergebnisse sorgen können.

Aus der Betrachtung ergibt sich, dass der vergleichsweise geringe Flächenbedarf und der relativ hohe Flächenertrag von PV-Dachanlagen mit höheren Stromgestehungs-, Investitions- und weiteren Systemkosten einhergeht. Aus der Gesamtschau von Kosten- und Flächengesichtspunkten ergibt sich die Notwendigkeit eines weiterhin ausgeglichenen Mixes der betrachteten EE-Technologien zur Erfüllung des 65-Prozent-Ziels.

5 Fazit und Handlungsempfehlungen

Wie in den Berechnungen zu den Ausbaupfaden¹³ dargelegt, werden für die Erreichbarkeit des 65-Prozent-Ziels nicht einzelne EE-Technologien, sondern ein breiter Mix. Dazu gehört auch die Windenergie an Land. Deren weiterer Ausbau erfährt derzeit durch teilweise Widerstand vor Ort bzw. durch eine erschwerte Genehmigungslage eine bedrohliche Verlangsamung.

Aus den angestellten Berechnungen und Abschätzungen ergibt sich zudem, dass eine drastische Einschränkung der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land durch pauschale Abstandsregelungen die Erreichbarkeit der langfristigen Energie- und Klimaziele in Frage stellt. Je nach Ausgestaltung würde der weitere Fortgang der Energiewende spätestens in den 2030er Jahren auf empfindlich eingeschränkt. Da Windenergie an Land eine vergleichsweise günstige Technologie ist, wären auch steigende Kosten bei Stromgestehung, Investitionen, Flexibilitätsbereitstellung u. a. die Folge.

Darum ist nach Ansicht des BDEW in jedem Fall darauf zu achten, dass sämtliche Voraussetzungen für den notwendigen Ausbau aller Erneuerbaren Energien erfüllt sind. Hierzu gehören nicht nur die entsprechenden Weichenstellungen im EEG, sondern insbesondere auch die Sicherstellung der notwendigen Flächenkulisse sowie Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz:

¹³ S. Faktenpapier vom 19. März 2019

Flächenbedarf und -kulisse

- Die Flächenverfügbarkeit darf nicht eingeschränkt werden. Die Festlegung von Mindestabständen und der Erlass von Vorgaben zu Abständen in der Raumordnungsplanung durch einzelne Länder laufen den Zielsetzungen zum EE-Ausbau auf Bundesebene entgegen. Je restriktiver solche Abstände ausgestaltet wären, desto schwieriger würde es, das mittelfristige Ziel (65 Prozent) nicht nur zu erfüllen, sondern dessen Erfüllung nach 2030 auch zu halten bzw. den Anteil noch weiter zu steigern. Langfristigere Klima- und energiepolitische Ziele wären dadurch ebenso gefährdet.
- Aus dem Flächenbedarf zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels ergibt sich die Notwendigkeit einer zwischen Bund und Ländern abgestimmten Flächenausweisung. Eine Lösungsmöglichkeit könnte sein, die Bundesländer zur Ausweisung eines bestimmten Anteils ihrer Landesfläche für die Windenergienutzung zu verpflichten. Die Höhe wäre so zu bemessen, dass die Erreichbarkeit der bundesweiten Ziele sichergestellt ist.
- Darüber hinaus ist gegenwärtig die Realisierbarkeit von Windenergieanlagen an Land durch eine Reihe von Genehmigungshemmnissen stark eingeschränkt. Dazu zählen insbesondere Bedenken der Flugsicherung oder militärische Belange. Eine Überarbeitung und Flexibilisierung der Mindestabstände zu den Anlagen der Deutschen Flugsicherung sowie der Bundeswehr erscheint daher geboten. Mit Blick auf pauschale Abstandsvorgaben ist in diesem Kontext besonders darauf hinzuweisen, dass mit wachsendem Abstand von WEA-Projekten zur Wohnbebauung dieses Genehmigungshemmnis eine noch zentralere Rolle spielen würde.

Kosten und weiterer EE-Ausbau

- Ein alleiniger Fokus auf Erzeugungskosten einzelner EE-Technologien, um das 65-Prozent-Ziel zu erreichen, ist nicht zielführend. Ebenso führt eine Konzentration auf PV-Freiflächen- oder -Dachanlagen, bedingt durch deren spezifisches Erzeugungsprofil, zu besonderen Herausforderungen bezüglich des Speicher- und Flexibilitätsbedarfes sowie der EE-Versorgung im Winterhalbjahr. Daher erscheint ein ausgewogener und gleichzeitiger Ausbau aller verfügbaren EE-Technologien auch unter den Gesichtspunkten von Flächenbedarf/-effizienz und Kostenwirkung eine sinnvolle Strategie.
- Zudem muss es auch über das 2030-Ziel hinaus einen weiteren EE-Ausbau geben, so dass sich ein Ausbaupfad nicht nur an der Erreichbarkeit dieses Meilensteines orientieren kann.
- Das 65-Prozent-Ziel ist gemäß den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ eine Erfolgsbedingung für die Reduktion der Kohleverstromung und deren Beendigung bis zum Jahr 2038. Könnte das 65-Prozent-Ziel im Jahr 2030 nicht erreicht bzw. anschließend nicht gehalten werden, hätte dies negative Auswirkungen auf die Umsetzbarkeit dieses Vorhabens.
- Die Kosten für die Stromgestehung und die notwendigen Investitionen steigen, nach heutigem Stand, mit höheren Anteilen von PV-Strom am Erzeugungsmix. Darüber hinaus

entstehen weitere Kosten im Energiesystem (Flexibilität, Netzausbau, Speicher), die an dieser Stelle nicht quantifiziert werden können.

- Flächenrestriktionen beinhalten stets die Gefahr steigender Projektkosten. Im Sinne einer volkswirtschaftlich effizienten Energiewende ist es nicht sinnvoll, einzelne EE-Technologien, wie die Windenergie an Land, auf ordnungsrechtlichem Wege drastisch einzuschränken. Das Ergebnis solcher Einschränkungen wäre insbesondere ein geringeres Wettbewerbsniveau in den EEG-Ausschreibungen mit entsprechend kostensteigernder Wirkung. Bereits in den letzten Ausschreibungsrunden gab es deutliche Unterzeichnungen.
- Der BDEW plädiert für eine Neufassung der Förderung für kleine Anlagen und Eigenverbrauchsanlagen.¹⁴ Höhere Investitionssummen im Bereich der PV-Dachanlagen erfordern eine Überarbeitung des heutigen Förderregimes. Statt der Befreiung von Abgaben und Umlagen (implizite Förderung) sollte eine explizite Förderung in Form eines auskömmlichen Vergütungssatzes die Refinanzierung der Anlagen absichern.

Rückschlüsse in Hinblick auf Akzeptanz

- Aus BDEW-Sicht muss darauf hingewirkt werden, dass der zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Zielstellungen erforderliche EE-Ausbau mit möglichst großer Akzeptanz der betroffenen Bevölkerung realisiert wird. Dies gilt sowohl für neue Projekte als auch die Erneuerung von Bestandsanlagen. Maßnahmen, die der Verwirklichung eines dieser Ziele entgegenstehen, sollten unterlassen werden.
- Erfahrungsgemäß richtet sich der Widerstand in der Regel gegen die Aufstellung neuer Anlagen und weniger gegen den Weiterbetrieb bereits bestehender. Da für eine nachhaltige Zielerreichung das Repowering ebenso relevant ist wie der Neubau, erscheint eine pauschale Einschränkung der Repoweringfähigkeit bestehender Anlagen aus Akzeptanzgesichtspunkten wenig zielführend.
- Die bestehenden genehmigungsrechtlichen Vorgaben zum Gesundheitsschutz oder zur optischen Bedrängung (BImSchG, TA Lärm, Rücksichtnahmegebot) sind aus BDEW-Sicht ausreichend, um unbotmäßige Belastungen der Anwohner auszuschließen. Verschärfungen sind daher weder erforderlich noch mehrwertstiftend.
- Der BDEW hat in seinem Diskussionspapier vom 06.03.2019 u. a. eine an Standort- und Anrainerkommunen abzuführende bundeseinheitliche Abgabe für Windenergie an Land vorgeschlagen. Zentrale Stellen auf Landesebene nach dem Vorbild der ThEGA können bei der frühzeitigen Einbeziehung der Bürgerinnen und Bürger in die Planungen hilfreich sein.

¹⁴ Vergleiche dazu das „3-Säulen-Modell“ des BDEW, das eine angemessene, transparente und sowohl gegen Änderungen des regulatorischen Rahmens robuste als auch eine Flexibilität und Netzdienlichkeit anreizende Förderung für PV-Dachanlagen vorsieht.

Weitere Handlungsempfehlungen zum EE-Ausbau

- Die derzeitige Diskussion um Flächenverfügbarkeit unterstreicht nochmals eindrücklich die entlastende Wirkung eines verstärkten und zeitlich vorgezogenen Ausbaus der Windenergie auf See – im Spannungsfeld mit einem dadurch steigenden Stromtransportbedarf zwischen Erzeugungsstandort und Verbrauchszentren. Die gegenwärtige Festschreibung von 15 GW als Ausbauziel für Windenergie auf See sollte angehoben werden auf mind. 17 GW bis 2030 bzw. deutlich über 20 GW bis Mitte der 2030er Jahre.
- Die Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen bedarf einer deutlichen Verbesserung. Dazu sollte die Größenbeschränkung auf Konversionsflächen von 10 MW aufgehoben bzw. zumindest auf mind. 20 MW angehoben werden. Das gilt auch für von der BImA ausgewiesene Flächen, die gemäß EEG als vergütungsfähig definiert wurden. Zudem sollten die laut EEG vergütungsfähige Fläche entlang von Autobahnen und Schienenwegen (auch stillgelegte Trassen sowie Nebenanlagen) auf 220 Meter ausgeweitet und dabei auch Flurstücke berücksichtigt werden.
- Es ist festzuhalten, dass bei PV-Dachanlagen neben den spezifisch höheren Stromgestehungskosten die Flächenkulisse einfacher zu erschließen ist, da es sich weitgehend um bereits versiegelte, sprich: bebaute, Flächen handelt. Förderlich für einen forcierten Ausbau der PV-Dachanlagen ist die Aufhebung des bestehenden 52-GW-Deckels¹⁵ im EEG, der nach Schätzung im Laufe des kommenden Jahres erreicht sein dürfte. Diese Aufhebung sollte im Zusammenhang mit einer Reihe flankierender Maßnahmen erfolgen.¹⁶
- Ein „PV-Bauch“ in der EEG-Umlage, wie er 2010 bis 2012 verursacht wurde, ist im heutigen Förderregime nicht mehr zu erwarten. Eine weitere EEG-Reform (im Sinne des Drei-Säulen-Modells des BDEW) kann bei der Absicherung gegen drastische Steigerungen bei der EEG-Umlage unterstützen.
- Schließlich sollte eine bundeseinheitliche Regelung des Ausgleichsbedarfs in Form einer Bundeskompensations-Verordnung entsprechend der Regelung des NABEG 2.0 erarbeitet werden und dabei ein möglichst flexibler Ansatz bei der Bestimmung des individuellen Ausgleichsbedarfs gelten.

¹⁵ Nach Erreichen der 52 GW PV-Anlagen (alle Anlagenarten zusammengefasst) erlischt der Förderanspruch für neue Anlagen außerhalb der Ausschreibung.

¹⁶ (1) Umsetzung des BDEW entwickelten Rechtsrahmens für Prosumer (3. Säule im „3-Säulen-Modell“) zur Sicherstellung einer robusten, angemessenen, kosteneffizienten und transparenten Refinanzierung sowie zur Hebung der Flexibilitätspotenziale von PV-Dachanlagen; (2) Absenkung der Deminimis-Schwellen für die Ausschreibungs- und Direktvermarktungspflicht zur besseren Marktintegration von EE-Strom und Festlegung von Ausschreibungssegmenten für kleinere PV-Anlagen sowie (3) Erhalt des sog. atmenden Deckels zur Vermeidung von Überförderung und besserer Steuerung des PV-Zubaus außerhalb von Ausschreibungen.

Ansprechpartner:

Tilman Schwencke
Leiter Geschäftsbereich Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1090
tilman.schwencke@bdew.de

Fachliche Fragen:

Michael Koch
Geschäftsbereich Strategie und Politik

Telefon: +49 30 300199-1067
m.koch@bdew.de

Christian Bantle
Geschäftsbereich Strategie und Politik
Abteilung Volkswirtschaft
Telefon: +49 30 300199-1611
christian.bantle@bdew.de