

Das Wind- und Solarenergie- Ausbaugesetz. Quantitative Bewertung der Mengen- und Kostengerüste

Untersuchung für die
Stiftung Klimaneutralität (SKN)

Berlin,
20. Oktober 2021

Dr. Felix Chr. Matthes
Charlotte Loreck

Büro Berlin
Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 17 71
79017 Freiburg
Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung und Zielstellung	5
2.	Die Entwicklung der Differenzkosten und des Finanzierungsbedarfs für ein Wind- und Solarenergie-Ausbaugesetz	5
3.	Die Entwicklung der Umlage eines Wind- und Solarenergie-Ausbaugesetzes	10
4.	Referenzen	12

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Projektion für die Entwicklung der Differenzkosten, 2023-2030	10
----------------	---	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Projektion für installierte Leistung und Strommengen der Wind- und Solaranlagen, 2023-2030	6
Tabelle 2-2:	Projektion für die spezifische Kostenentwicklung der Stromerzeugung von Wind- und Solar-Neuanlagen, 2023-2030	8
Tabelle 2-3:	Projektion für die Börsenstrompreise und Marktwertfaktoren, 2023-2030	9
Tabelle 3-1:	Projektion des Letztverbrauchs für die unterschiedlichen Segmente, 2023-2030	11
Tabelle 3-2:	Projektion der Umlage des Wind- und Solarenergie-Ausbaugesetzes unter Maßgabe verschiedener Annahmen für Strompreise und Privilegierungstatbestände, 2023-2030	12

1. Einleitung und Zielstellung

Der Übergang zu einem CO₂-freien Energiesystem ist eine entscheidende Voraussetzung für das Erreichen von Klimaneutralität in der deutschen und europäischen Volkswirtschaft. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und hier insbesondere die Erzeugung in Windkraftanlagen an Land und auf See sowie in Solarstrom- (PV-) Anlagen wird dabei eine herausragende und dominierende Rolle spielen.

Mit dem inzwischen vielfach novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und seinem Vorläufer, dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG), wird in Deutschland seit nunmehr zwei bzw. drei Dekaden ein Instrumentarium genutzt, mit dem die Lücke zwischen den im Strommarkt heutigen Zuschnitts erzielbaren Erlösen und Vollkosten geschlossen wird. Das EEG wurde jedoch in einer Phase der Energiewende eingeführt, in der neben seiner strommarktlichen Kernfunktion auch eine ganze Reihe anderer Ziele im Fokus der Regelungen standen. Diese reichen von der Erzielung von Lernkurveneffekten (also Kostendurchbrüchen) bis hin zu industrie- und landwirtschaftspolitischen Zielen. Als Folge davon ist ein komplexes System von Regelungen entstanden, die sowohl die Zahlungen an Anlagenbetreiber, als auch die Refinanzierung der mit dem Gesetz ausgelösten Zahlungen über ein inzwischen hoch ausdifferenziertes Umlagesystem betreffen.

Mit dem heute erreichten Entwicklungs- und Kostenstand der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie könnte es sinnvoll sein, die zukünftig errichteten Anlagen über ein separates System zu finanzieren, das sehr viel klarer als das heutige EEG als Element eines zukünftigen Strommarktdesign eingeordnet werden kann.

Vor diesem Hintergrund könnte ein Wind- und Solarausbaugesetz entwickelt werden. Mit diesem Gesetz würde z.B. für ab 2023 in Betrieb gehende Wind- und Solaranlagen die Lücke zwischen den im Strommarkt erzielbaren Erträgen und einem wettbewerblich ermittelten Referenzpreis geschlossen und der Finanzierungsbedarf über eine separate Umlage abgedeckt werden.

Ziel der hier vorgelegten Untersuchung ist es, ein solches Finanzierungsinstrument im Kontext eines ambitionierten Pfades zur Erreichung von Klimaneutralität mit Blick auf Stromerzeugungsmengen, Differenzkosten und resultierende Umlagen einzuordnen.

2. Die Entwicklung der Differenzkosten und des Finanzierungsbedarfs für ein Wind- und Solarenergie-Ausbaugesetz

Über ein Wind- und Solarenergie-Ausbaugesetz müssen Differenzen zwischen den Erträgen aus der Vermarktung der erzeugten Stromerzeugungsanlagen und den (überwiegend mit Ausschreibungen ermittelten) Referenzpreisen geschlossen werden. Diese sogenannten Differenzkosten stellen das Finanzierungsvolumen dar, das jenseits der Strommarkterlöse für den Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig ist. Eine Prognose für die Entwicklung dieser Differenzkosten ist daher sowohl von Faktoren abhängig, die die Entwicklung der erneuerbaren Energien selbst betreffen, wie dem angenommenen Ausbaupfad oder der zukünftigen Kostenentwicklung der einzelnen Technologien, als auch von Parametern, die die möglichen Erlöse am Strommarkt beeinflussen.

Im Folgenden werden die für die Berechnung der Differenzkosten und der angenommenen Inputparameter im Einzelnen dargestellt.

Für die Entwicklung der Stromerzeugung aus ab 2023 neu installierten Windkraft- und Solaranlagen wurde ein ambitionierter Ausbaupfad unterstellt, wie er in der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2021) modelliert wurde. Die installierten Leistungen und Strommengen für Wind- und Solaranlagen sind in Tabelle 2-1 dargestellt.

Tabelle 2-1: Projektion für installierte Leistung und Strommengen der Wind- und Solaranlagen, 2023-2030

	Installierte Leistung				Strommengen			
	Wind an Land	Wind auf See	Solar-energie	gesamt	Wind an Land	Wind auf See	Solar-energie	gesamt
	GW				TWh			
2023	58,4	10,0	72,2	140,7	115	42	68	226
2024	62,8	10,4	80,7	153,9	123	44	76	243
2025	64,7	11,0	90,7	166,4	129	46	84	259
2026	66,8	12,0	102,1	180,9	135	50	93	278
2027	69,9	14,0	114,0	197,9	142	57	104	302
2028	73,2	17,0	125,9	216,1	150	68	115	332
2029	76,5	21,0	138,0	235,5	157	84	125	366
2030	80,4	25,0	150,5	255,9	166	102	136	404

Quelle: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021), Berechnungen des Öko-Instituts

Damit ergibt sich insbesondere für Solarenergie bereits im Jahr 2025 eine installierte Leistung von 91 GW, im Jahr 2030 sind in diesem Szenario bereits Solaranlagen mit einer elektrischen Leistung von 150 GW installiert. Dies erfordert mit Blick auf die Altersstruktur der Bestandsanlagen und einer angenommenen Betriebsdauer von durchschnittlich 25 Jahren einen erheblich gesteigerten Bruttozubau von jahresdurchschnittlich ca. 11 GW Jahr im Zeitraum 2023-2030. Einen zumindest größenordnungsmäßig vergleichbaren Zubau (8 GW) gab es zuletzt im Jahr 2012, seitdem bewegt sich der Zubau zwischen 1 und 5 GW, wobei für das Jahr 2021 mit Blick auf die bis August 2021 vorliegenden Zubauzahlen der Wert von 5 GW wahrscheinlich deutlich überschritten wird. Die Solarenergie ist damit die erneuerbare Technologie mit der höchsten installierten Leistung. Die Stromerzeugung aus Solaranlagen beträgt 84 TWh im Jahr 2025 und 136 TWh im Jahr 2030.¹

Die installierte Leistung der Windkraftanlagen an Land liegt im Jahr 2025 bei 65 GW, im Jahr 2030 wird eine installierte Leistung von 80 GW erreicht. Dies erfordert vor dem Hintergrund der Bestandsanlagenstruktur und einer angenommenen durchschnittlichen Betriebsdauer von 22 Jahren für den Zeitraum 2023 bis 2030 einen jahresdurchschnittlichen Bruttozubau in der Größenordnung von etwa 5 GW. Die Stromerzeugung steigt auf

¹ Die Stromerzeugung aus Solarenergie liegt hier etwas unter den Angaben bei Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021). Grund dafür ist das hier verwendete kohortenscharfe Datengerüst, in dem die Altersstruktur der Bestandsanlagen im Abgleich mit historischen Stromerzeugungsstatistiken sowie die Effekte von unterjährigem Zubau Berücksichtigung finden.

129 TWh im Jahr 2025 und 166 TWh im Jahr 2030. Damit liefern Windenergieanlagen an Land den größten Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung.²

Die Windenergie auf See erreicht im Jahr 2025 eine installierte Leistung von 11 GW, was der erwartbaren Leistung vor dem Hintergrund der zur Zeit in Planung und Bau befindlichen Projekte entspricht.³ Von 2026 bis 2030 wird die Leistung auf 25 GW mehr als verdoppelt und liegt damit über dem Ziel der Bundesregierung für die Offshore-Windenergie von 20 GW. Dazu ist im Zeitraum von 2026 bis 2030 ein Bruttozubaue von durchschnittlich 3 GW pro Jahr nötig, so dass die Jahre nach 2025 die Phase mit dem schnellsten Ausbau darstellen. Die Stromerzeugung steigt von 46 TWh im Jahr 2025 auf 102 TWh im Jahr 2030.⁴

Mit den dargestellten Strommengen und den spezifischen Erzeugungskosten für jede Technologie ergeben sich die Gesamtkosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Wie sich die spezifischen Kosten genau entwickeln werden, ist naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet. Die hier getroffenen Annahmen sind in Tabelle 2-2 in Form des anzulegenden Werts dargestellt.

Für neue Windenergieanlagen an Land wird ein linearer Rückgang des durchschnittlichen anzulegenden Werts von heute knapp 7 ct/kWh auf 5,3 ct/kWh im Jahr 2030 angenommen.⁵

Für den Neubau von Solaranlagen wird eine Reduzierung des anzulegenden Werts auf 4,7 ct/kWh im Jahr 2030 angesetzt. Dieser setzt sich aus den durchschnittlichen gesetzlich festgelegten Vergütungen bzw. Marktprämien für kleine Anlagen und der angenommenen Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse für große Solaranlagen zusammen.⁶

Für Wind auf See werden Zusatzfinanzierungen von 0 ct/kWh für Neuanlagen angenommen, was die Ergebnisse der ersten Ausschreibung für Windkraftanlagen auf See 2017 abbildet. Selbst wenn hier in Zukunft, wie in der zweiten Ausschreibung 2018, anzulegende Werte größer Null anfallen würden, wird hier angenommen, dass diese unter den am Strommarkt realisierbaren Erlösen liegen würden. Neue Offshore-Windkraftanlagen können mit den hier zugrunde gelegten, ausreichend hohen Strompreisen also ihre spezifischen Kosten komplett am Strommarkt erwirtschaften, so dass keine darüber hinausgehenden Differenzkosten anfallen.

² Die Stromerzeugung aus Wind an Land liegt hier etwas über den Angaben bei Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021). Grund dafür sind etwas höhere Volllaststundenannahmen auf Basis des hier verwendeten kohortenscharfen Datengerüsts im Abgleich mit historischen Stromerzeugungsstatistiken.

³ Im Detail vgl. hierzu Deutsche Windguard (2021).

⁴ Die Stromerzeugung aus Wind auf See liegt hier etwas über den Angaben bei Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021). Grund dafür sind etwas höhere Volllaststundenannahmen auf Basis des hier verwendeten kohortenscharfen Datengerüsts im Abgleich mit historischen Stromerzeugungsstatistiken.

⁵ Dies ergibt sich aus der Annahme eines Zuschlagswerts für den Referenzstandort von 4,6 ct/kWh in Kombination mit einem durchschnittlichen Gütefaktor von 80%, der mit einem Korrekturfaktor von 1,16 einhergeht.

⁶ Der anzulegende Wert für Anlagen in den Ausschreibungen ab 750 kWp sinkt mit den hier getroffenen Annahmen bis 2035 auf 4 ct/kWh. Kleinere Anlagen erhalten einen gesetzlich festgelegten Vergütungssatz, der bis 2035 auf durchschnittlich 5 ct/kWh sinkt.

Tabelle 2-2: Projektion für die spezifische Kostenentwicklung der Stromerzeugung von Wind- und Solar-Neuanlagen, 2023-2030

	Anzulegender Wert		
	Wind an Land	Wind auf See	Solar-energie
	ct/kWh (nominal)		
2023	6,6	0,0	5,0
2024	6,4	0,0	4,9
2025	6,3	0,0	4,9
2026	6,1	0,0	4,9
2027	5,9	0,0	4,8
2028	5,7	0,0	4,8
2029	5,5	0,0	4,7
2030	5,3	0,0	4,7

Quelle: Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Der Parameter mit der größten Wirkung auf die Differenzkosten ist der für die Zukunft angenommene Börsenstrompreis. Je höher der Strompreis ist, desto höher sind auch die Einnahmen für den erneuerbaren Strom, und desto niedriger fallen die Differenzkosten aus. In Tabelle 2-3 sind die hier für die Jahre 2023 bis 2030 in der Untersuchung von Öko-Institut (2021) angesetzten Strompreise dargestellt. Bis 2027 wurden dabei die monatsdurchschnittlichen Mittelwerte für die Base-Future-Preise an der EEX mit Stand von Februar 2021 zugrunde gelegt. Mit Preisen von ca. 50 € / MWh im Jahr 2030 liegt die Strompreisprojektion einerseits deutlich über den Strompreisen der letzten Jahre aber andererseits deutlich unter den aktuell beobachtbaren Großhandelspreisen, die sehr stark durch die Turbulenzen auf den internationalen Brennstoffmärkten geprägt sind. Zum Vergleich: Für die EEG-Umlageberechnung des Jahres 2021 hatten die Übertragungsnetzbetreiber einen Strompreis von knapp 41 € / MWh (basierend auf den damaligen Future-Preisen) angenommen (50Hertz et al. 2020), für die Ermittlung der EEG-Umlage 2022 wurde ein Base-Preis von über 78 € / MWh zugrunde gelegt (50Hertz et al. 2021).

Die Preissituation an den Großhandelsmärkten für Strom ist derzeit durch eine sog. *Backwardation*-Struktur gekennzeichnet, die Preise für zeitnahe Terminlieferungen liegen dabei (deutlich) über den Preisen für zeitlich weiter entfernt liegende Lieferungen. So lag der Base-Preis im Durchschnitt des dritten Quartals 2021 für Lieferungen im Jahr 2022 bei etwa 85 €, für Lieferungen in 2025 und Folgejahren bei etwa 62 €/MWh.

Im Sinne einer eher konservativen Abschätzung der Differenzkosten sowie zur Herstellung von Konsistenz zur Untersuchung des Öko-Instituts zur Umfinanzierung der EEG-Umlage (Öko-Institut 2021) werden damit für den Referenzfall die genannten niedrigeren Großhandelspreise für Strom in Ansatz gebracht. Zur Einordnung dieser Preisniveaus bzw. zur Spezifikation der Effekte anderer Strompreisentwicklungen wurden jedoch auch Sensitivitätsanalysen für Entwicklungen mit höheren Preisen an den Großhandelsmärkten durchgeführt.

Ein mit dem Strompreis zusammenwirkender Parameter ist der Marktwertfaktor einer erneuerbaren Stromerzeugungstechnologie. Er beschreibt das Verhältnis des Strompreises, den die Anlagen in den Stunden Erlösen können, in denen sie tatsächlich produzieren, zum jahresdurchschnittlichen Strompreis. Da in den Stunden mit hoher

erneuerbarer Stromerzeugung der Strompreis tendenziell niedriger liegt als im Durchschnitt, sind die Marktwertfaktoren typischerweise kleiner als 1. Tabelle 2-3 zeigt auch die hier angenommene Entwicklung der Marktwertfaktoren für Wind an Land, Wind auf See und Solarenergie.

Tabelle 2-3: Projektion für die Börsenstrompreise und Marktwertfaktoren, 2023-2030

	Börsenstrompreis	Marktwertfaktoren		
	Base €/MWh (nominal)	Wind an Land	Wind auf See	Solarenergie
2023	52,3	93%	95%	90%
2024	49,8	92%	95%	87%
2025	48,7	91%	94%	85%
2026	49,0	89%	93%	79%
2027	49,4	89%	93%	77%
2028	49,8	88%	92%	73%
2029	50,1	86%	91%	70%
2030	50,5	87%	91%	68%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts, Börsenstrompreis: bis 2027 Futures der EEX, ab 2028 eigene Berechnungen auf Basis von CO₂-Preis-Annahmen, Marktwertfaktoren: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021)

Mit den dargestellten Inputparametern ergibt sich die in Abbildung 2-1 dargestellte Entwicklung der Differenzkosten für jeweils Zweijahreskohorten:

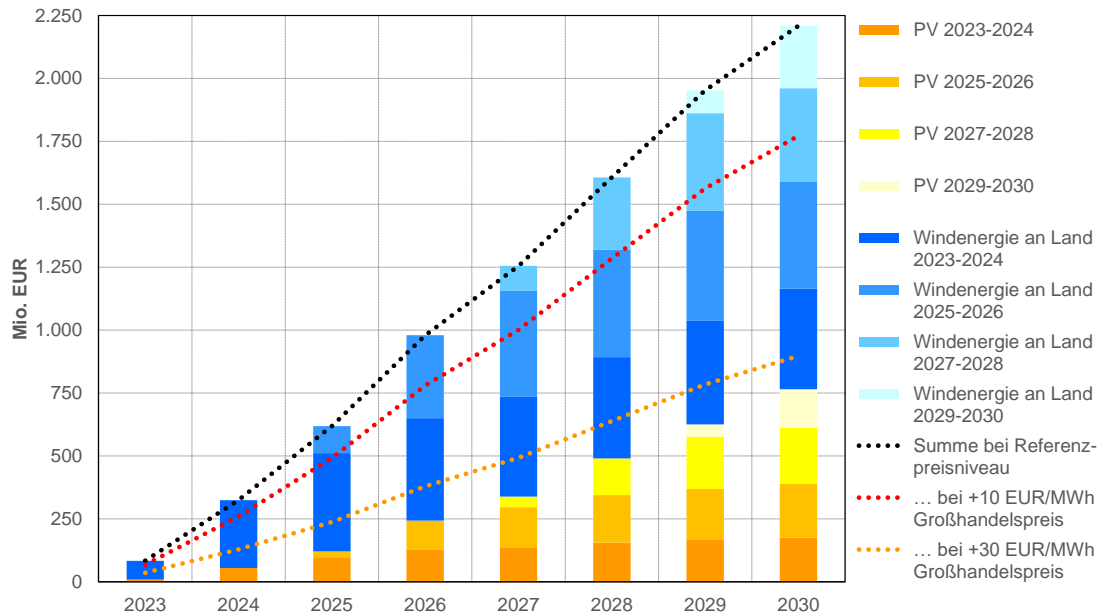
- im Jahr 2025 liegen die Differenzkosten bei knapp 620 Mio. €, bis zum Jahr 2030 steigen sie auf ein Niveau von etwa 2,2 Mrd. € an;
- in den frühen Jahren werden die Differenzkosten durch die neu errichteten On-shore-Windkraftanlagen dominiert (90% im Jahr 2023), im Zeitverlauf nimmt der entsprechende Anteil jedoch deutlich ab (75% im Jahr 2026 bzw. 65% im Jahr 2030).

Vor dem Hintergrund der hohen Unsicherheiten mit Blick auf die zukünftigen Markterlöse für die Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen wurde eine Reihe von Sensitivitätserlösen für die Großhandelspreise durchgeführt.

In der Wechselwirkung zwischen Erzeugungsmengen, Marktwertfaktoren und Großhandelspreisen ergeben sich

- für je um 10 €/MWh höhere Marktpreise um zwischen 19 und 21% niedrigere Differenzkosten;
- für um insgesamt 30 €/MWh höhere Marktpreise damit um 57 bis 62% niedrigere Differenzkosten;
- für die Zeithorizonte 2025 und 2030 Differenzkosten, die sich auf Werte zwischen 250 bis 500 Mio. € (2025) bzw. 890 bis 1,77 Mrd. € (2030) reduzieren.

Abbildung 2-1: Projektion für die Entwicklung der Differenzkosten, 2023-2030



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

3. Die Entwicklung der Umlage eines Wind- und Solarenergie-Ausbaugesetzes

Die Differenzkosten eines möglichen Wind- und Solarenergie-Ausbaugesetzes können über eine Umlage gedeckt werden. Angesichts der im Vergleich zum aktuellen EEG um ein Vielfaches geringeren Differenzkosten können verschiedene Umlagemodelle in Betracht kommen:

- eine Umlage auf den kompletten Letztverbrauch von Strom (ohne jegliche Privilegierungen);
- ein Umlagesystem mit diversen Privilegierungstatbeständen.

Um die Effekte der unterschiedlichen Ansätze abschätzen und ggf. die Notwendigkeit diverser Privilegierungstatbestände einordnen zu können, wurden für die im Kapitel 2 ermittelten Differenzkostenniveaus unter Maßgabe unterschiedlicher Ansätze die Umlagen ermittelt.

Neben den Differenzkosten ist für die Ermittlung der Umlagen auch die Entwicklung des Letztverbrauchs an Strom für die verschiedenen Verbrauchergruppen eine maßgebliche Determinante. Hier wurden folgenden Ansätze gewählt:

- die Entwicklung des Letztverbrauchs in den verschiedenen Verbrauchssegmenten wurde auf Grundlage der Untersuchung von Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021) ermittelt;
- auf dieser Grundlage wurden Schätzungen für die Letztverbrauchsentwicklungen in den aktuell privilegierten Verbrauchsbereichen (von den

unterschiedlichen Industriesegmente über die Schienenbahnen bis hin zur Elektrolyse) angestellt.

Insgesamt erhöht sich damit der gesamte Letztverbrauch aus dem Netz (ohne Eigenerzeugung) von 2023 bis 2030 um über 70 TWh (Tabelle 3-1). Der im Rahmen des aktuell gültigen EEG nicht privilegierte Letztverbrauch steigt, um etwa 45 TWh, v.a. bedingt durch die Elektrifizierung des Verkehrs und der Wärmeversorgung. Im Bereich der heute privilegierten Bereiche sind die wesentlichen Zuwächse vor allem durch den massiven Ausbau der Wasserstoffproduktion über die Elektrolyse bedingt.

Tabelle 3-1: Projektion des Letztverbrauchs für die unterschiedlichen Segmente, 2023-2030

Letztverbrauch insgesamt	aktuell nicht privilegiert	aktuell privilegiert							
		Schienenbahnen	Elektrolyse, PtH, etc.*	Industrie					
					15% Umlage	20% Umlage	Super-Cap**	0,05 ct fix	0,10 ct fix
TWh									
2023	487	357	11	13	6	6	36	11	47
2024	487	359	11	13	6	6	35	10	46
2025	488	361	11	13	6	6	35	10	45
2026	502	369	11	19	6	6	35	10	45
2027	517	378	11	26	6	6	35	10	45
2028	531	386	11	32	6	6	35	10	45
2029	545	394	11	38	6	6	35	10	45
2030	560	402	11	45	6	6	34	10	45

Anmerkung: * inklusive sonstige Umwandlungsbereiche. - ** Beschränkung der Umlage auf maximal 0,5% der Bruttowertschöpfung des Unternehmens, wenn die Stromkostenintensität des Unternehmens mindestens 20% beträgt.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf der Basis von Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021)

Aus den ermittelten Daten für die Differenzkosten sowie die verschiedenen Letztverbrauchssegmente lassen sich die Umlagen für das Wind- und Solarenergieausbaugesetz ableiten. In der Tabelle 3-2 sind die entsprechenden Bandbreiten dargestellt:

- die Umlage erreicht bis 2030, je nach Annahme für den Großhandelspreis von Strom, Werte von 0,14 bis 0,36 ct/kWh wenn keinerlei Privilegierungen für den Letztverbrauch aus dem Netz zum Tragen kommen;
- für die Letztverbrauchsbereiche, für die heute reduzierte Umlagen in der Größenordnung von 15 bis 20% zum Trage kommen, ergibt sich damit im Vergleich zur derzeitigen EEG-Umlage eine deutliche Senkung;
- für Letztverbrauchsbereiche, die heute im Rahmen der sog. Super-Cap oder über fixe Umlagesätze privilegiert werden, ergeben sich im Vergleich zur aktuellen Situation mit dieser Umlage jedoch (teilweise deutlich) höhere Sätze für die Umlage;
- wenn vor diesem Hintergrund das derzeit geltende Privilegierungssystem des EEG auch für das Wind- und Solarenergie-Ausbaugesetz zur Anwendung käme, würden sich für den nicht privilegierten Letztverbrauch Umlagen von 0,18 bis 0,47 ct/kWh ergeben.

Tabelle 3-2: Projektion der Umlage des Wind- und Solarenergie-Ausbaugesetzes unter Maßgabe verschiedener Annahmen für Strompreise und Privilegierungstatbestände, 2023-2030

	Keine Privilegierungen			Fortführung des aktuellen Privilegierungssystems		
	Strompreise Referenz	Strompreise +10 €/MWh	Strompreise +30 €/MWh	Strompreise Referenz	Strompreise +10 €/MWh	Strompreise +30 €/MWh
	ct/kWh					
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2024	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01
2025	0,07	0,05	0,03	0,07	0,06	0,02
2026	0,13	0,10	0,05	0,15	0,12	0,05
2027	0,19	0,16	0,08	0,24	0,19	0,09
2028	0,24	0,19	0,10	0,31	0,24	0,11
2029	0,30	0,24	0,12	0,39	0,31	0,15
2030	0,36	0,29	0,14	0,47	0,37	0,18

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

4. Referenzen

50Hertz; Amprion; TenneT, TransnetBW (2020): Prognose der EEG-Umlage 2021 nach EEG. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, 15.10.2020. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-15%20Ver%c3%b6ffentlichung%20EEG-Umlage%202021.pdf>, zuletzt geprüft am 20.10.2021.

50Hertz; Amprion; TenneT, TransnetBW (2021): Prognose der EEG-Umlage 2022 nach § 3 EEG. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, 15.10.2021. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/portals/1/2021-10-15%20Ver%c3%b6ffentlichung%20EEG-Umlage%202022.pdf>, zuletzt geprüft am 20.10.2021.

Deutsche Windguard (2021): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland, Jahr 2020. Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO), Stiftung Offshore-Windenergie, VDMA Power Systems und WAB. Varel, 2021. Online verfügbar unter https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2021/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus%20-%20Jahr%202020.pdf, zuletzt geprüft am 20.10.2021.

Öko-Institut (2021): CO2-Bepreisung und die Reform der Steuern und Umlagen auf Strom. Die Umfinanzierung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität. Berlin, 02.06.2021. Online verfügbar unter <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/2021-06-03-Öko-Institut-CO2-Bepreisung-und-die-Reform-der-Steuer.pdf>, zuletzt geprüft am 20.10.2021.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut - Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Berlin, 2021. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 20.10.2021.