

ENTWICKLUNG DER EEG-ZAHLUNG DER BESTANDSANLAGEN ÜBER 2018 HINAUS

David Biere, Oliver Merl

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe, +49 721 6809-412., david.biere@isi.fraunhofer.de,
<http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de>

Kurzfassung: Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Ermittlung der langfristigen Kosten, die sich aus der Förderung der bis zum 31.12.2012 in Betrieb genommenen EEG-Bestandsanlagen ergeben. Obwohl die Vergütungssätze für die Einspeisung von EEG-Strom in der Regel für 20 Jahre festgeschrieben sind, existieren bis dato kaum belastbare Prognosen über die Entwicklung der durch das EEG verursachten Kosten über das Jahr 2018 hinaus. Aus diesem Grund wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit beschrieben, wie diese Kosten aus den öffentlich zugänglichen Anlagenstammdaten hergeleitet werden können. Die Grundidee der Vorgehensweise ist der Aufbau eines Bottom-up-Stockmodells, aus dem mittels Technologie-spezifischen Volllaststunden die Stromerzeugung der EEG-Bestandsanlagen ermittelt wird. Durch die Zuordnung der jeweils geltenden Vergütungssätze kann anschließend die EEG-Brutto-Vergütung der Bestandsanlagen bis zum Jahr 2032 berechnet werden. Durch die gewählte Vorgehensweise wird gezeigt, dass mit einer nennenswerten Reduzierung der Bruttovergütung der Bestandsanlagen nicht vor 2021 zu rechnen ist.

Keywords: EEG, Energiewende, Vorhersage, Bottom-up Modell, Stock-Modell

1 Einleitung und Motivation

Die Förderung der erneuerbaren Energien durch garantierte Einspeisevergütungssätze hat in Deutschland in den Jahren von 2003 bis 2012 zu einem enormen Zubau von fast 60 GW geführt (vergl. AGEE STAT 2013) . Die installierte Leistung hat sich damit vervierfacht.

Doch daraus resultierende signifikant steigende EEG¹-Zahlungen, insbesondere in den letzten Jahren von 2010 bis 2013 (Zuwachs um 158%²), haben der deutschen Energiewende viel Rückhalt in der Bevölkerung und der Industrie gekostet. Vor den Kopf gestoßen fühlen sich Verbraucher auch, da Mittelfristprognosen bezüglich der Entwicklung der EEG-Abgaben sich in der Vergangenheit aufgrund der gesunkenen Börsenstrompreise, der schnelleren Ausbaugeschwindigkeit und der gestiegenen Anzahl freigestellter Unternehmen bisher stets als zu niedrig herausgestellt (vergl. Übertragungsnetzbetreiber 15.11.2010) haben.

Diese Mittelfristprognosen gehen zudem bisher nicht über das Jahr 2018 hinaus, doch insbesondere in der Industrie ist dieser Planungshorizont viel zu kurz, da schon heute Investitionsentscheidungen für Anlagen getroffen werden, die auch noch in den nächsten

¹ EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz

² Von 2,047 ct/kWh auf 5,277 ct/kWh

zwei bis drei Dekaden kosteneffizient produzieren müssen. Zwar profitieren freigestellte Unternehmen vom derzeit niedrigen Börsenstrompreis, der auch auf die Einspeisung von Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Doch die EU stellt die generellen Rabatte für energieintensive Industrien in Frage, da sie einen Verstoß gegen europäisches Wettbewerbsrecht sieht (ZEIT ONLINE 2013). Gleichzeitig plant die große Koalition in ihrem Eckpunktepapier zukünftig die komplette Eigenstromerzeugung an der EEG-Umlage zu beteiligen. Diese Faktoren sorgen für zunehmende Unsicherheit in der Industrie, die zu Aufschieben oder gar Streichungen von Investitionen führen können, und dadurch mittel- bis langfristig Arbeitsplätze gefährden. So sind in den energieintensiven Branchen die Investitionen bereits geringer als deren Abschreibungen (Hüther 2013).

Ab dem Jahr 2021 ist mit dem Sinken der Zahlungen zu rechnen, da erste Anlagen aus der Förderung fallen. Die längerfristige Prognose könnte damit zu mehr Transparenz und damit größerer Akzeptanz der Energiewende beitragen.

Daher versuchen wir in dieser Arbeit die Grundlagen für längerfristige Prognosen der EEG-Zahlungen über das Jahr 2018 hinaus zu legen. Da die finalen EEG-Zahlungen natürlich auch von der zukünftigen Entwicklung des Zubaus, der Strompreisentwicklung, sowie der zukünftigen Vergütungsstruktur abhängen und damit mit Unsicherheiten behaftet sind, fokussieren wir uns auf den Teil, der bereits heute durch die 20-jährigen Garantien determiniert ist: die Vergütung der Bestandsanlagen. Um Strompreisschwankungen außen vor zu lassen, werden die Erlöse aus einem Stromverkauf nicht berücksichtigt. Wir berechnen sozusagen, die Brutto-Vergütung. Die Ergebnisse können daher als Grundlage für eine szenariobasierte Langfrist-Vorhersage genutzt werden.

Neben der Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber 2013), die für 2018 Zahlungen von 26,7 Milliarden Euro im Jahr 2018 an die Anlagenbetreiber prognostiziert, verglichen zu 20,1 Milliarden Euro im Jahr 2012³, existieren weitere Prognosen vom EWI (Nagl et al. 2012) bis 2018 und vom Öko-Institut (2013) bis 2017. Bei den Zahlen ist jedoch immer darauf zu achten, ob Brutto-, Netto- oder ein Mix aus beiden ausgewiesen wird. So weist das Mengentestat 2012 der Übertragungsnetzbetreiber Zahlungen von 19,2 Mrd. EUR aus, wobei für die direkt vermarktete Menge, die Strompreiserlöse nicht berücksichtigt wurden.

2 Methodik und Implementierung

Um die Vergütung für Deutschland für die bestehenden Bestandsanlagen (Stichtag 31.12.2012) bis 2032 möglichst präzise abschätzen zu können, wurde ein Stockmodell aufgebaut, das ausgehend von der einzelnen Anlage die Ergebnis bottom-up hochrechnet.

Hierzu wurden die ca. 1,4 Millionen freiverfügbaren Datensätze der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber⁴ genutzt. Die Datenbasis des Modells enthält die

³ Die letzte Umlage wird determiniert durch den Eigenverbrauch, den Strombörsenpreis, den Strombedarf der nicht privilegierten Letztverbraucher und die Anzahl der privilegierten Letztverbraucher.

⁴ <http://www.eeg-kwk.net>

Anlagestammdaten aller über das EEG-geförderten Anlagen hinsichtlich des Standorts, der installierten Leistung, der Technologie und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

Für alle Technologien wurden je nach installierter Leistung und Zeitpunkt der Inbetriebnahme die entsprechenden Fördersätze zusammengetragen.

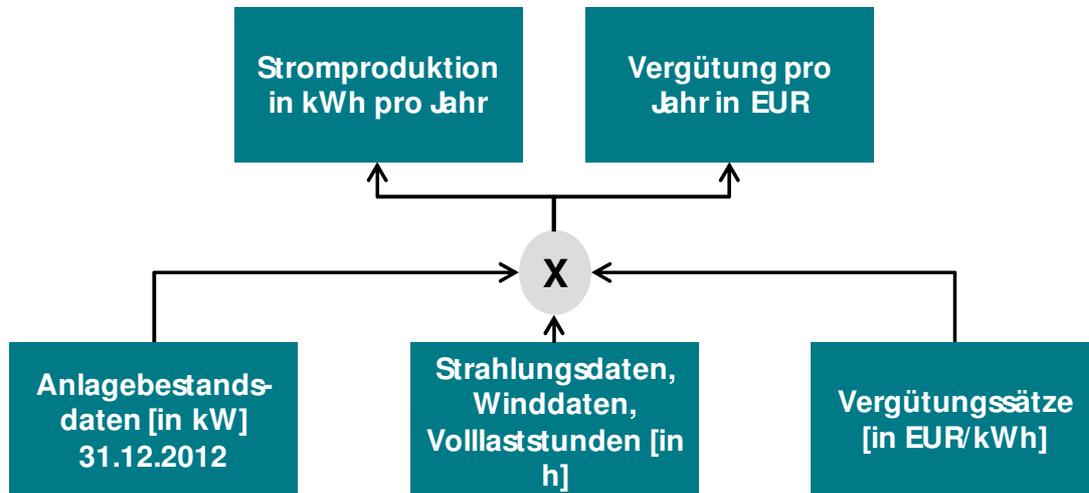


Fig. 1: Methodik des EEG-Stockmodells zur Berechnung der jährlichen Stromproduktion und Vergütung

Zusammen mit den Volllaststunden können basierend auf der installierten Leistung und den jeweiligen Fördersätzen, sowohl die Stromproduktion als auch die Vergütung berechnet werden (vergl. Fig. 1).

Während für die Technologien Biomasse, Wind Offshore, Wasserkraft, Geothermie, Deponie-, Gruben und Klärgase Volllaststunde auf Basis der historischen Mittelwerten angenommen werden (R2B Energy Consulting 2013), leitet unser Modell die produzierte Strommenge für die fluktuierenden Energien Solar und Wind Onshore auf Postleitzahlen-Ebene her. Für Solaranlagen nutzen wir vorliegende Strahlungsdaten (GHI-Daten). Zusammen mit der angenommenen Fläche pro erzeugter kWh, der installierten Leistung und einem angenommenen Wirkungsgrad lässt sich damit die erzeugte Strommenge pro Jahr herleiten. Um das Anlagenalter zu berücksichtigen, wird zudem ein jährlicher prozentualer Leistungsabfall angenommen.

Strommenge_{Jahr}

$$= GHI_{PLZ} \times \text{Installierte Leistung} \times \text{Fläche pro kWh}_{\text{InstallJahr}} \times \text{Wirkungsgrad}_{\text{InstallJahr}} \times (1 - 0.3\%)^{\text{Jahr} - \text{InstallJahr}}$$

Im nächsten Schritt untersucht das Modell, ob ein Selbstverbrauch berücksichtigt wird – dies ist nur relevant für Solar-Dachflächen-Anlagen, die nach 2009 installiert wurden, und multipliziert die Strommengen mit den jeweiligen Vergütungssätzen. Die Vergütungssätze müssen zuvor basierend auf der installierten Leistung für jede Anlage individuell ermittelt werden, da z.B. bei Solaranlagen die ersten 10 kW höher vergütet werden als die nächsten 20 kW, diese wiederum höher als die nächsten 10 kW usw. Dadurch ist zwar gewährleistet, dass kleinere Anlage eine höhere Durchschnittsvergütung als größere Anlagen erhalten. Da jedoch jede Technologie andere kW-Vergütungsabstufung hat, treibt das die Komplexität der Modellimplementierung.

Leider lassen die verfügbaren Datensätze keinen Rückschluss auf die Unterscheidung von Freiflächen- und Dachanlagen zu, so dass die Unterscheidung in diesem Modell approximativ auf einer angenommenen Leistungsgrenze erfolgt.

Für Wind werden die Volllaststunden basierend auf den durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten auf 90 m Höhe basierend auf der Formel in Held et al. (2009) spezifisch ermittelt. In Abhängigkeit von den Volllaststunden ergibt sich auch der Wechselzeitpunkt von der Anfangs- zur Endvergütung gemäß der Formel vom EEG §29 Absatz 2. Hierzu wurde basierend auf dem Mittelwert des Herstellers Enercon(2013) über alle Leistungsklassen 11.000 Volllaststunden in fünf Jahren für eine Referenzanlage ($Volllaststunden_{Referenz}$) angenommen:

$$Volllaststunden_{pLZ} = \text{Max}(0,728 \times \text{Windgeschwindigkeit}_{pLZ} - 2368)$$

$$\text{Strommenge} = \text{Volllaststunden}_{pLZ} \times \text{Installierte Leistung}$$

$$\text{Wechselzeitpunkt}_{pLZ} = \text{Min}\left(20, \text{Max}\left(\left(\frac{1,5 \times \text{Volllaststunden}_{pLZ} \times 5}{\text{Volllaststunden}_{Referenz}}\right) \times \frac{266}{12}, 0\right) + 5\right)$$

$$\text{Vergütung}_{\text{Total}} =$$

$$\text{Volllaststunden}_{pLZ} \times (\text{Vergütungssatz}_{\text{Anfang,InstallJahr}} \times \text{Wechselzeitpunkt}_{pLZ} + (\text{Vergütungssatz}_{\text{Ende,InstallJahr}} \times (20 - \text{Wechselzeitpunkt}_{pLZ}))$$

Überraschend bei der Herleitung des Wechselzeitpunktes ist, dass eine Windanlage, deren Energieertrag dem der Referenzanlage entspricht, die höhere Anfangsvergütung nicht nur 5 Jahre, sondern 16 Jahre erhält.

Zu den Windanlagen werden keine Informationen zu den Turmhöhen geliefert, daher ist es nicht möglich neben standortspezifischen Volllaststunden, noch höhen spezifische Volllaststunden zu berechnen. Daher werden die Volllaststunden von älteren bzw. niedrigeren Anlagen leicht überschätzt und von neueren und i.A. höheren Anlagen unterschätzt. Da die Höhe jedoch nicht nur vom Alter abhängig ist, sondern auch vom Standort wurde keine altersabhängige Höhenschätzung durchgeführt (vergl. Table 1).

Table 1: Anlagekonfiguration des Windanlagenzubaus 2012 (Quelle: Deutsche WindGuard 2012)

Rang	Bundesland / Region	Zubau in 2012			Durchschnittliche Anlagenkonfiguration in 2012		
		Zubau-Leistung 2012 (MW)	Zubau WEA 2012 (WEA)	Anteil der zugebauten Leistung am Gesamtzubau	Ø Anlagenleistung (kW)	Ø Rotordurchmesser (m)	Ø Nabenhöhe (m)
1	Niedersachsen	356,13	152	14,7%	2.343	84,7	105,8
2	Schleswig-Holstein	315,85	128	13,1%	2.468	83,6	81,0
3	Mecklenburg-Vorpommern	307,92	124	12,7%	2.483	90,7	108,2
4	Rheinland-Pfalz	292,05	102	12,1%	2.863	95,8	128,9
5	Brandenburg	248,06	110	10,3%	2.255	88,0	113,4
6	Bayern	188,00	76	7,8%	2.474	93,9	133,5
7	Sachsen-Anhalt	178,25	83	7,4%	2.148	86,5	110,2
8	Nordrhein-Westfalen	137,55	67	5,7%	2.053	80,1	101,8
9	Hessen	122,40	53	5,1%	2.309	86,8	127,5
10	Thüringen	102,30	47	4,2%	2.177	91,9	114,8
11	Saarland	31,60	15	1,3%	2.107	89,7	102,7
12	Sachsen	27,05	13	1,1%	2.081	82,2	97,9
13	Baden-Württemberg	18,90	9	0,8%	2.100	82,9	129,9
14	Bremen	9,10	3	0,4%	3.033	100,0	118,0
15	Hamburg	0,00	0	0,0%	-	-	-
15	Berlin	0,00	0	0,0%	-	-	-
	Nordsee	80,00	16	3,3%	5.000	120,0	90,0
	Ostsee	0,00	0	0,0%	-	-	-
	Gesamt	2.415,16	998	100%	2.420	88,4	109,8

Das Ziel dieser Arbeit ist es die EEG-Vergütung über das Jahr 2018 hinaus abzuschätzen. Da aber die EEG-Abgabe eine flexible Subvention darstellt, die sich aus der Differenz der gewährten festen Vergütung und dem jeweiligen Strompreis zum Einspeisezeitpunkt ergibt, würde die Vorhersage der EEG-Subvention immer vom angenommenen Strompreis abhängen. Hier umgehen wir die Strompreis-Problematik, da wir uns auf den garantierten EEG-Betrag fokussieren und damit die Bruttovergütung berechnen.

Um die EEG-Höhe pro kWh vorhersagen zu können, müsste man noch zu folgenden Sachverhalten Prognosen treffen:

- Gewählten Vermarktungsoptionen zur Berücksichtigung der Prämien
- Entwicklung des nicht privilegierten Letztverbrauchs, den Industrieausnahmen und dem Selbstverbrauch
- Entwicklung des Zubaus und der zukünftigen Vergütungen.

Da trotz Direktvermarktung das EEG sicherstellt, dass dem Vermarkter die Differenz zwischen durchschnittlichem monatlichen Börsenpreis und der anvisierten EEG-Vergütung gewährt wird — wird der Betreiber dieses Modell nur wählen, wenn er dadurch zusätzliche Gewinne realisieren kann. Daher wird bei der bottom-up Rechnung keine Unterscheidung zwischen Direktvermarktung und regulärer EEG-Vergütung gemacht. Annahmen über Anteil der Direktvermarktung würden aber im Nachgang die Berechnung der zusätzlichen Marktprämie erlauben. Zudem wird bei unterjähriger Inbetriebnahme vereinfacht eine anteilige Jahresproduktion angenommen.

Im Anschluss werden für jede Anlage die jährliche Erzeugung und die entsprechenden EEG-Brutto-Vergütungen bis 2032 ermittelt. Eine Aggregation dieser Daten führt zum Gesamtergebnis für die Vergütung und die Erzeugung.

3 Kalibrierung und Plausibilisierung

Um zunächst die Güte des Modells zu überprüfen, haben wir das Modell für das Netzgebiet 50Hertz mit den 2012-spezifischen Annahmen bezüglich Volllaststunden getestet. In der danach vorgestellten Langfristprognose weichen diese Annahmen natürlich von 2012 ab und orientieren sich an historischen Mittelwerten. Die Auswahl beziehungsweise Beschränkung auf 50Hertz ist der langen Rechenzeit des bestehenden Modells geschuldet – im 50Hertz-Netzgebiet befinden sich nur ca. 120.000 der fast 1,4 Millionen Anlagen.

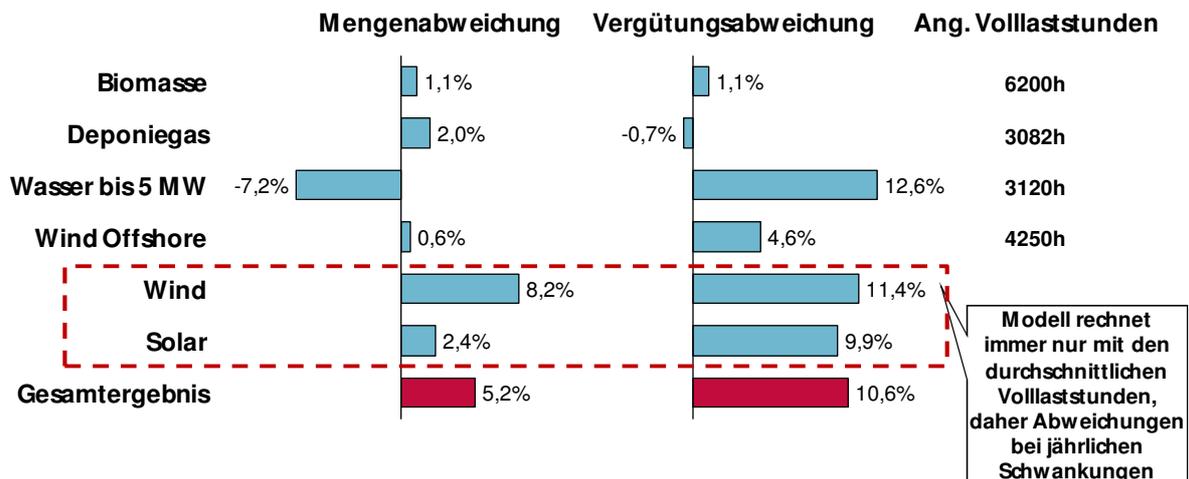


Fig. 2: Plausibilitätsprüfung: %-Abweichung Modell vs. Realität für das Übertragungsnetzgebiet 50Hertz für 2012

Fig. 2 zeigt das Gesamtergebnis – insbesondere bei der Mengenprognose zeigt das Modell, dass es in der Lage ist sehr gute Ergebnisse zu liefern. Die Abweichungen bei Wind und Solar sind teilweise auch darauf zurückzuführen, dass das Modell hier jeweils nur mit den durchschnittlichen PLZ-spezifischen Volllaststunden rechnet und nicht wie die anderen Technologien auf die jahresspezifischen Volllaststunden angepasst werden kann. Während 2012 im 50Hertz-Gebiet ein gutes Sonnenjahr war, dürften die Mengenabweichung und letztlich auch die Vergütungsabweichungen bei Wind zum Teil auch auf unterschiedliche Turmhöhen zurückzuführen sein, denn hier im Modell gehen wir vereinfacht davon aus, dass alle Windkraftanlagen eine Nabenhöhe von 90 m aufweisen. Bei Solar kommt es bei der Vergütung zu Unschärfen aufgrund der fehlenden Unterscheidung zwischen Dach- und Freiflächenanlagen in den Anlagenstammdaten.

Während der Mengenvergleich sehr einfach ist, ist der Vergütungsvergleich erst nach einer Anpassung möglich. Fig. 3 zeigt die Herleitung für Onshore-Wind, denn die von den Netzbetreibern ausgewiesene Vergütung muss um die Einnahmen aus dem Stromverkauf der direktvermarkteten Menge bzw. um den Börsenwert der nicht vergüteten Menge ergänzt werden. Hierzu wurde der durchschnittlich erzielte Börsenpreis für 2012 berechnet (4,4 ct/kWh) und mit den jeweiligen Mengen multipliziert. Die sich daraus ergebende EEG-Brutto-Vergütung in Höhe von 2,1 Milliarden Euro muss dann um den Systemdienstleistungsbonus (0,49 ct/kWh), den Repowering-Bonus (ca. 4,6% der Anlagen 0,49 ct/kWh) und die Managementprämie (1,2 ct/kWh für direkte vermarkteten Strom) reduziert werden, da diese im Modell nicht berücksichtigt werden. Das sich nun ergebende Ergebnis von 1,85 Milliarden Euro weicht vom Modell um 11,4% ab. Da aber gleichzeitig die Menge um 8,2% abweicht, erklärt sich der größte Teil der Vergütungsabweichung aus der Mengenabweichung.

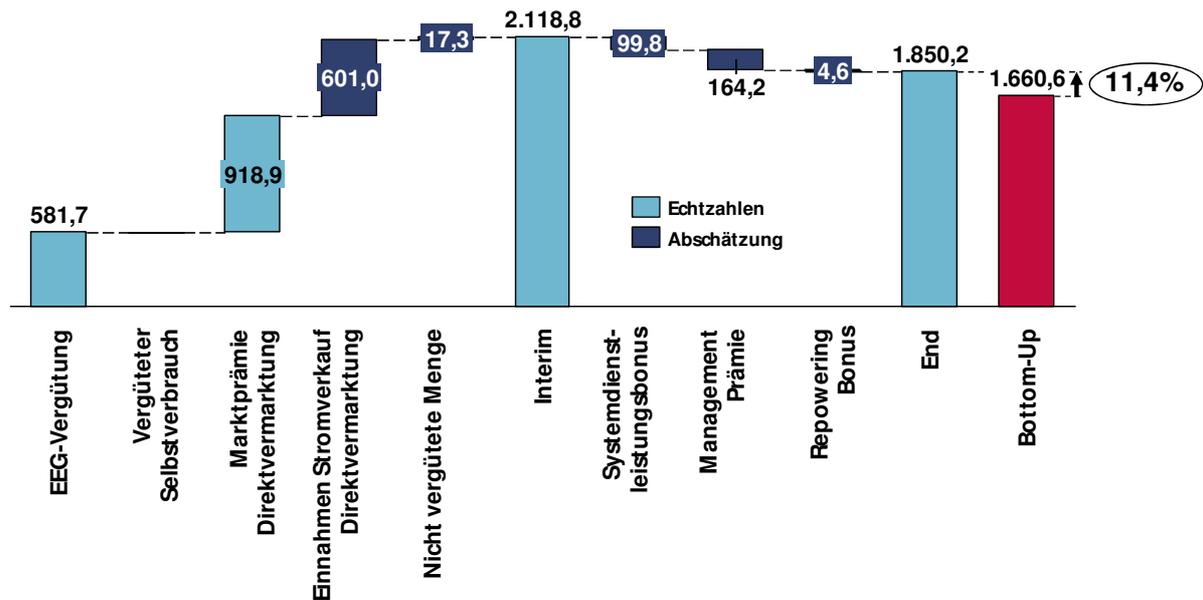


Fig. 3: Vergleich Vergütung 2012 IST vs. Modell für Onshore Wind im Netzgebiet 50Hertz in Mn EUR

Nach erfolgreicher Plausibilisierung des Modells für das 50Hertz-Gebiet, nutzen wir das Modell für die komplette Berechnung über alle vier Netzgebiete. Hierfür haben wir für alle Netzgebiete die gleichen Volllaststunden und gleichen Annahmen getroffen (vgl. Table 2), auch wenn die Zahlen von 2012 sehr wohl regionale Unterschiede aufweisen.

Table 2: Angenommenen Volllaststunden nach Technologie und weitere Annahmen

Technologie	Volllaststunden
Wasser bis 5 MW	4000
Wasser ab 5 MW	4000
Deponiegas	4200
Klärgas	4200
Grubengas	4200
Biomasse	6200
Geothermie	3500
Wind Offshore	4250

Weitere Annahmen	Werte
Leistungsabfall Solar pro Jahr	0,3%
%-Anteil Eigenverbrauch Solar (nur bei Gebäude)	2%
Leistungsgrenze Solar Gebäude und Freifläche (in kW)	10000
Volllaststunden Referenzanlage in 5 Jahren in h	11000

4 Ergebnisse

Im Jahr 2013 erreichen die Bestandsanlagen unter den angenommenen Volllaststunden ihr höchstes Produktionsniveau mit ca. 126,6 TWh, was in etwa einer EEG-Brutto-Vergütung in Höhe von 21 Mrd. EUR entspricht (vergl. Fig. 4). Die Menge, sowie die Vergütung bleiben fast bis 2020 konstant – das widerspricht ein wenig den Erwartungen, dass deutlichere Einsparungen aufgrund des Wechsels von Windanlagen von der Anfangs- zur geringeren Endvergütung entstehen.

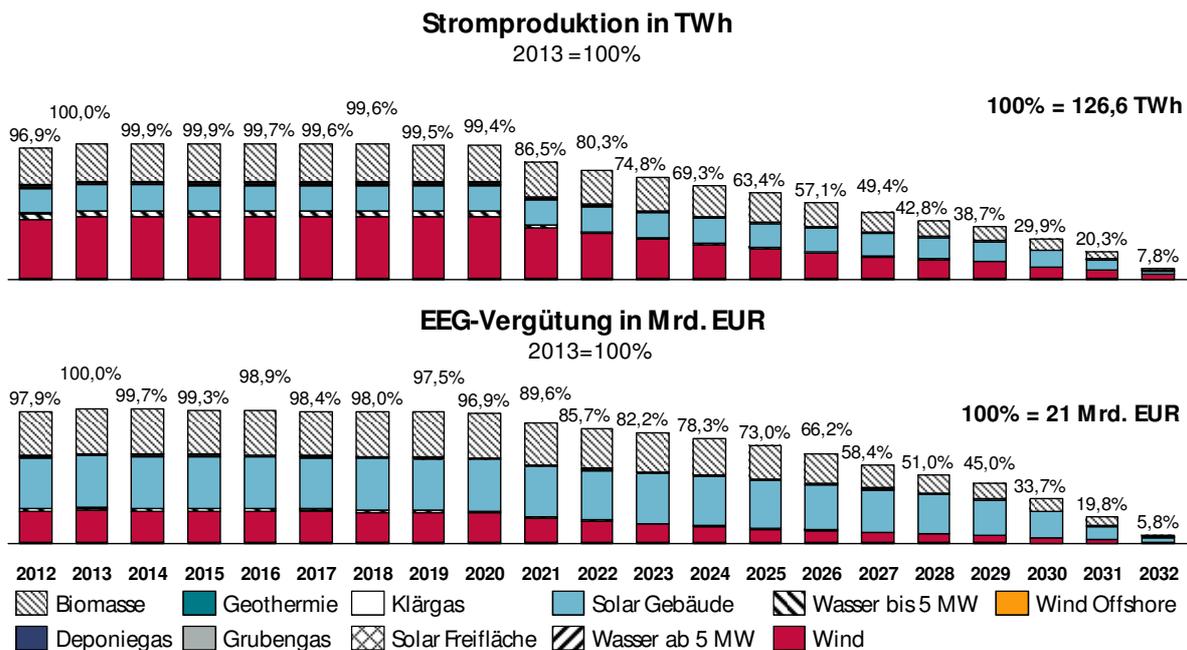


Fig. 4: Übersicht der Ergebnisse: Stromproduktion und Brutto-Vergütung der Bestandsanlagen zum 31.12.2012 bis 2032

Erst ab 2021, wenn die ersten Anlagen komplett aus der EEG-Förderung fallen, sinkt die Brutto-Vergütung an die Bestandsanlagen signifikant, alleine 1,54 Mrd. EUR im Jahr 2021 und in den Folgejahren um jeweils ca. 0.8 Mrd. EUR (vergl. Fig. 5). Der Rückgang spiegelt den Zubau 20 Jahre zuvor wider. So ist es nicht verwunderlich, dass zunächst der Rückgang durch Windanlagen dominiert wird, bevor ab 2025 vermehrt Solaranlagen aus der Förderung fallen.

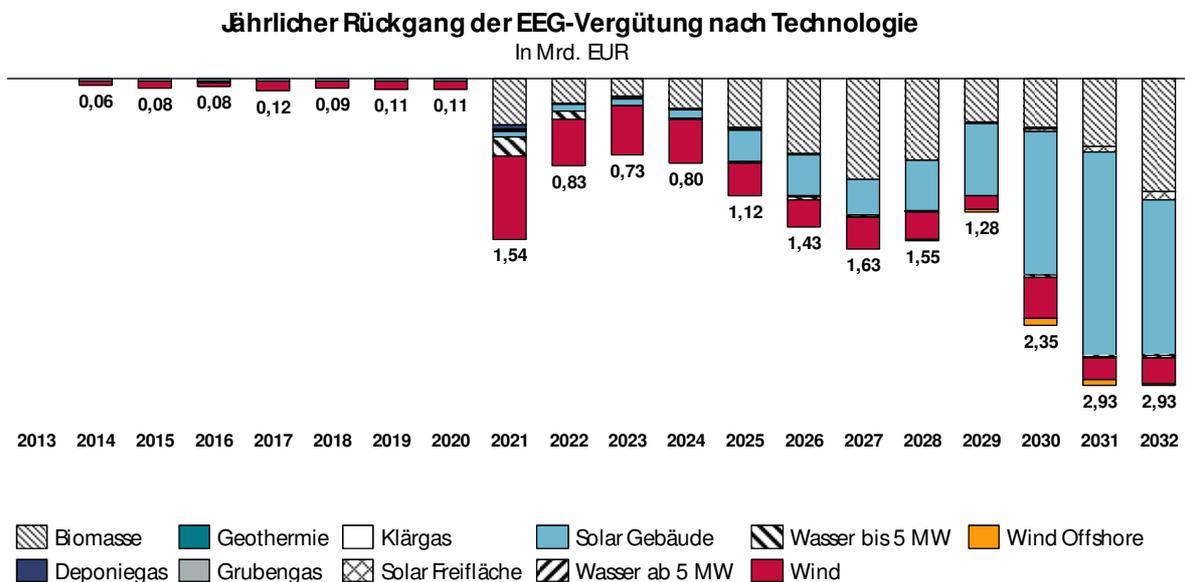


Fig. 5: Jährlicher Rückgang der EEG-Brutto-Vergütung nach Technologie bis 2032 für die Bestandsanlagen vom 31.12.2012

Ein detaillierterer Blick – wie ihn nur ein Stock-Modell erlaubt – zeigt die Vergütung im Jahre 2013 nach Technologie und Jahr der Inbetriebnahme (vergl. Fig. 6). Hier zeigt sich, dass insbesondere der Zubau in den Jahren 2009 bis 2011 fast 42% der Vergütung auf sich

vereint und damit hauptverantwortlich für die Kostenexplosion in den letzten Jahren war. Während in den ersten Jahren die Zubaukosten von den Windkraftanlagen dominiert wurden, vereinen ab 2008 die Solaranlagen mehr als die Hälfte der Vergütung auf sich. Positiv ist zu vermerken, dass der Trend immer weiter steigender Zubaukosten im Jahr 2012 zumindest gestoppt wurde. Die Anlagen von 2012 vereinen nur 6,7% der Vergütung auf sich, das entspricht den Vergütungen für die Anlagen aus dem Jahr 2005.

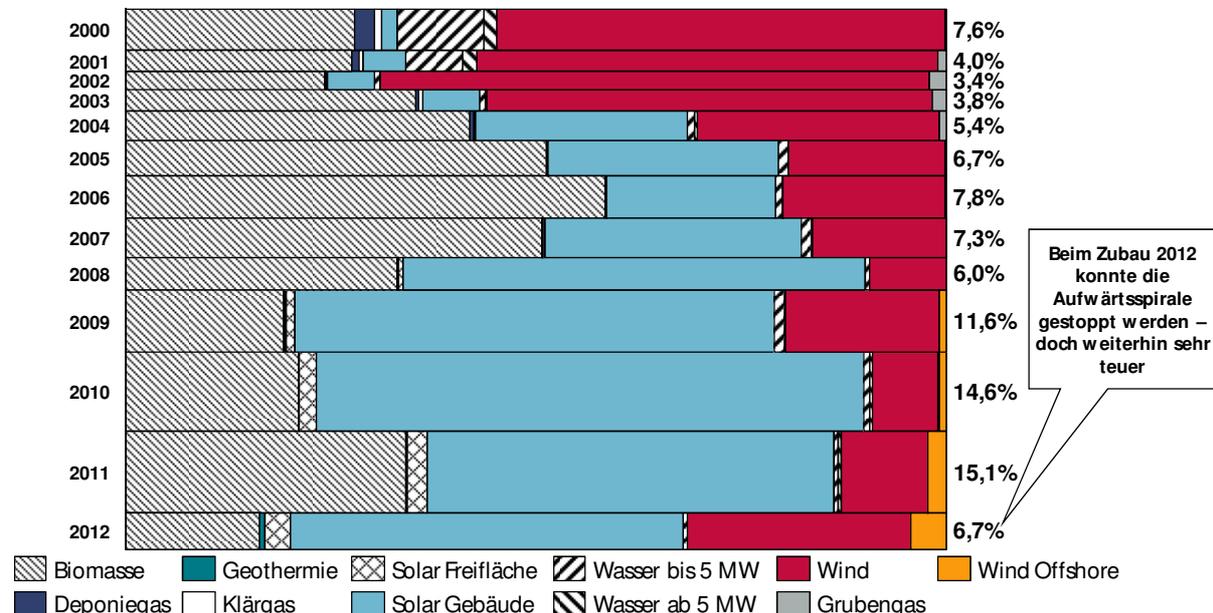


Fig. 6: Aufteilung der Brutto-Vergütung im Jahre 2013 nach Technologie und Jahr der Inbetriebnahme

Nicht desto trotz zeigen die Ergebnisse, dass vor 2021 keine nennenswerte Entlastung aus den Bestandsanlagen zu erwarten ist (nur zwischen 0,06 bis 0,12 Mrd. EUR pro Jahr). Ziel muss es daher sein, die Kosten für die Brutto-Vergütung der Zubauten in den Jahren 2013 bis 2020 auf ein vernünftiges Niveau zu senken.

5 Schlussfolgerung

Die Analyse der Bestandsanlagen bis 2032 zeigt, dass es vor 2021 zu keiner nennenswerten Reduzierung der EEG-Brutto-Vergütung kommt. Die jährlichen Reduktionen belaufen sich auf 0,1 Mrd. EUR, was bei 21 Mrd. EUR Brutto-Vergütungsvolumen kaum ins Gewicht fällt. Erst 2021 ist mit einer Kostenreduktion von 1,54 Mrd. EUR zu rechnen. Da aber momentan der jährliche Zubau fast genau so teuer ist und zuvor noch der Zubau von weiteren 8 Jahren zu stemmen ist, ist eine Kostensteigerung der EEG-Brutto-Vergütung sicher. Ziel muss es aber sein, diese möglichst gering zu halten bzw. weitere Einsparpotenziale bei den hier nicht betrachteten Prämien und Boni (Managementprämie, Systemdienstleistungsbonus und Repowering-Bonus) zu erzielen.

Die letztlich EEG-Netto-Vergütung wird natürlich durch die Entwicklung des Strompreises bestimmt. In dieser Arbeit fokussierten wir uns aber bewusst auf die EEG-Brutto-Vergütung, damit diese Ergebnisse Ausgangsbasis für eigene Szenariorechnungen sein können und damit Grundlage für längerfristige Investitionsentscheidungen. Die Szenarioberechnungen müssen sich damit nur auf den zukünftigen bzw. den Zubau nach 2012 fokussieren, da der quasi deterministische Teil durch diese Arbeit bereits berechnet wurde.

6 Literaturverzeichnis

AGEE STAT (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen. Auf der Grundlage der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat). Stuttgart, zuletzt geprüft am 29.01.2014.

Deutsche WindGuard (2012): STATUS DES WINDENERGIEAUSBAUS IN DEUTSCHLAND. Jahr 2012. Hg. v. VDMA BWE. Varel, zuletzt geprüft am 31.01.2014.

ENERCON(2013): Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW e.V.): Referenzerträge für Enercon-Windkraftanlagen. Verfügbar unter http://www.wind-fgw.de/pdf/Ref_ENERCON.pdf. Stand: Dezember 2013.

Held, A.; Kraus, H.; Ragwitz, M. (2009): Kostenpotentialkurven für Onshore-Windstromerzeugung in der EU basierend auf einem geografischen Informationssystem. In: D. Möst, W. Fichtner und A. Grunwald (Hg.): Energiesystemanalyse. KIT Zentrum Energie, Karlsruhe, 27. 11.2008. Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe.

Hüther, M. (2013): Wir leben von der Substanz. Deutschland steckt nicht genug Geld in seine Zukunft, warnt Michael Hüther, Direktor des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln, im Handelsblatt. Online verfügbar unter <http://www.iwkoeln.de/en/presse/gastbeitraege/beitrag/michael-huether-im-handelsblatt-wir-leben-von-der-substanz-127412>, zuletzt geprüft am 07.01.2014.

Nagl, S.; Paulus, S.; Lindenberger, D. (2012): Mögliche Entwicklung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz bis 2018. Hg. v. EWI, zuletzt geprüft am 29.01.2014.

Öko-Institut (2013): EEG Calculator - Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Unter Mitarbeit von M. Haller, C. Loreck, H. Hermann und F. Matthas. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/aktuelles/presse/pressemitteilungen/dok/1510.php>, zuletzt geprüft am 15.01.2014.

R2B Energy Consulting (2013): Jahresprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für das Kalenderjahr 2014. Endbericht. Köln. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>, zuletzt geprüft am 29.01.2014.

Übertragungsnetzbetreiber (2010): Die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, EnBW Transportnetze und TenneT veröffentlichen EEG-Mittelfristprognose und Prognose der realistischen Bandbreite der EEG-Umlage 2012. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Mifri-Stand-2010.htm>, zuletzt geprüft am 16.01.2014.

Übertragungsnetzbetreiber (2013): Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW veröffentlichen EEG-Mittelfristprognose und Prognose der realistischen Bandbreite der EEG-Umlage 2015. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>, zuletzt geprüft am 17.01.2014.

ZEIT ONLINE (2013): EU leitet Verfahren gegen Deutschland ein. Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/wirtschaft/2013-12/eu-kommission-eeg-verfahren>, zuletzt aktualisiert am 18.12.2013, zuletzt geprüft am 29.01.2014.