

## Energie-Info

# Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)

**Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung,  
EEG-Auszahlungen, Marktintegration der  
Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung  
der EEG-Anlagen**

Berlin, 18. Februar 2016





Berlin, Februar 2016



Sehr geehrte Damen und Herren,

die Reform des EEG in 2014 hat die Weichen für den weiteren gesicherten Ausbau der Erneuerbaren Energien gestellt. Sie war aber auch eine wichtige Wegmarke für mehr Markt, Wettbewerb und Kosteneffizienz. Ein Blick auf die ersten drei Ausschreibungsrunden für Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen zeigt, dass ein klug gewähltes Auktionsdesign keineswegs den Ausbau der Erneuerbaren Energien abwürgt.

Im Jahr 2016 wird das EEG nochmals novelliert und die Ermittlung der Förderhöhen weitgehend auf technologiespezifische Ausschreibungen umgestellt. Der BDEW wird das Gesetzgebungsverfahren aktiv und konstruktiv begleiten. Wichtig ist uns dabei die Kosteneffizienz, um die Akzeptanz und hohe Zustimmung in der Bevölkerung für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Energiewende in Gänze zu erhalten. Aber auch eine möglichst breite Akteursvielfalt mit gleichen Wettbewerbsbedingungen für alle Akteure ist essentiell für den Wettbewerb, der wiederum die Basis für Kosteneffizienz ist.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien folgt keinem statischen Modell und wird er auch zukünftig nicht folgen. Es geht mittlerweile um einen umfassenden Transformationsprozess in unserem Energieversorgungssystem, mit gravierenden Auswirkungen nicht nur auf die Erzeugungsstruktur, sondern auch auf die Infrastruktur sowie das Strom- und Energiemarktdesign. Hier wird die anstehende EEG-Novelle einen neuen Schritt in die notwendige Richtung darstellen.

Die Energiewirtschaft wird den Umbau der Energieversorgung weiter aktiv mitgestalten. Die Unternehmen haben ihre geschäftlichen Aktivitäten ganz klar darauf ausgerichtet. Der BDEW vereint alle Sparten und Wertschöpfungsstufen und vertritt die Mehrzahl der kommunalen und privaten Unternehmen. Daher ist der BDEW – als das zentrale Sprachrohr

der gesamten Energiewirtschaft – in der Lage, die damit verbundenen Herausforderungen auch zu adressieren und nachhaltige Konzepte zu erarbeiten.

Mit diesem Heft legen wir Ihnen nun die sechste Ausgabe der „BDEW Energie-Info: Erneuerbare Energien und das EEG“ vor. Für anstehende Diskussionen wird auch weiterhin eine genaue Aufbereitung von allen relevanten Daten und Fakten eine absolut erforderliche Grundlage für die politischen Debatten und Entscheidungen sein, die es rund um den Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Energieversorgung allgemein gibt.

Ich wünsche Ihnen bei der Lektüre viel Freude sowie viele „Aha“-Momente und freue mich auch in Zukunft auf einen spannenden Diskurs mit Ihnen.

Mit freundlichen Grüßen



Johannes Kempmann

## Inhalt

1	Einleitung .....	9
2	Erneuerbare Energien in Deutschland .....	10
3	Erneuerbare Energien: Stromerzeugung und Investitionen .....	17
4	Der Unterschied von installierter Leistung und Stromerzeugung.....	28
5	Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – Aktuelle Entwicklungen.....	30
6	Regionale Verteilung der Erneuerbaren Energien.....	33
7	Ermittlung der EEG-Umlage für das Folgejahr .....	44
8	EEG-Auszahlungen und EEG-Differenzkosten .....	50
9	Der Strompreis: Die EEG-Umlage als Preisbestandteil.....	54
10	Der Merit-Order-Effekt: Wie Wind und Sonne den Strompreis beeinflussen.....	66
11	EEG-Vergütungssätze und ihre Wirkung auf die EEG-Umlage.....	68
12	Regionale Verteilung der EEG-Anlagen und des EEG-Vergütungsaufkommens 2014.....	77
13	EEG-Vorschau: Die EEG-Mittelfristprognose bis 2020.....	81

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern seit 2000 .....	13
Tab. 2: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung von 1988 bis 2014.....	17
Tab. 3: Ausschreibungsergebnisse 2015 für Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen .....	31
Tab. 4: Anzahl und installierte Leistung der EEG-geförderten Anlagen sowie EEG-geförderte Stromerzeugung und EEG-Auszahlungen 2014 nach Bundesländern .....	40
Tab. 5: EEG-Auszahlungen und EEG-Differenzkosten nach Energieträgern .....	51
Tab. 6: Entwicklung der EEG-geförderten Strommengen nach Energieträgern seit 2000 .....	69
Tab. 7: Entwicklung der EEG-Auszahlungen nach Energieträgern seit 2000 .....	70
Tab. 8: Anlagenzahl, Leistung, Strommengen und Vergütung 2014 nach Bundesländern ....	78

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Erneuerbare Energien: Energie- und Strombereitstellung 2014 .....	10
Abb. 2: Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern 2015.....	12
Abb. 3: Bruttostromerzeugung seit 2000 und Anteile der Energieträger .....	12
Abb. 4: Installierte Erzeugungsleistung seit 2000.....	13
Abb. 5: Erneuerbare Energien: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2014 .....	14
Abb. 6: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie: On- und Offshore .....	18
Abb. 7: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie: nur Onshore .....	19
Abb. 8: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie: nur Offshore .....	19
Abb. 9: Monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaik .....	20
Abb. 10: Monatliche Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen .....	20
Abb. 11: Monatliche Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2015 insgesamt.....	21
Abb. 12: Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch seit 1996 .....	23
Abb. 13: Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamtenergiebedarf seit 2000 .....	23
Abb. 14: Anteil der Erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr .....	24
Abb. 15: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2013 und 2014 .....	25
Abb. 16: Investitionen in Erneuerbare Energien 2000 bis 2014.....	25
Abb. 17: Photovoltaik: Investition und Wirkung .....	26
Abb. 18: Photovoltaik: Lernkurveneffekte.....	27
Abb. 19: Wirtschaftliche Impulse durch Erneuerbare Energien 2000 bis 2014 .....	27

Abb. 20: Anteile der einzelnen Energieträger an der Leistung und an der Stromerzeugung von EEG-Anlagen 2014 .....	29
Abb. 21: Nutzung der Wasserkraft 2014 .....	35
Abb. 22: Nutzung der Windenergie 2014: Anzahl, Leistung, Erzeugung .....	36
Abb. 23: Nutzung der Windenergie 2014: Jahresvolllaststunden .....	36
Abb. 24: Nutzung der Photovoltaik 2014: Anzahl, Leistung, Erzeugung .....	37
Abb. 25: Nutzung der Photovoltaik 2014: Jahresvolllaststunden .....	37
Abb. 26: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2014: Anzahl, Leistung, Erzeugung.....	38
Abb. 27: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2014: Jahresvolllaststunden.....	38
Abb. 28: Nutzung von Klär- und Deponiegas zur Verstromung 2014 .....	39
Abb. 29: Schematische Darstellung des „EEG-Kontos“ mit Werten für 2016.....	44
Abb. 30: Entwicklung des „EEG-Kontos“ seit 2010 .....	49
Abb. 31: Entwicklung der EEG-Differenzkosten und Wert des Stroms seit 2000.....	53
Abb. 32: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte .....	56
Abb. 33: Haushalte: Entwicklung von Steuern, Abgaben und Umlagen ab 1998.....	57
Abb. 34: Haushalte: Steuern, Abgaben und Umlagen 2012 bis 2016.....	57
Abb. 35: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb.....	58
Abb. 36: Entwicklung des Aufkommens aus Steuern, Abgaben und Umlagen .....	60
Abb. 37: Verteilung der EEG-Kosten nach Verbraucherguppen 2016.....	60
Abb. 38: Entlastung der Industrie: Entlastete Betriebe und Strommengen 2016 .....	62
Abb. 39: Bandbreite Industriestrompreis 2014/15: Großabnehmer 100 GWh/a.....	64
Abb. 40: Merit-Order-Effekt Windenergie: Wind und Spotpreis 2015.....	67
Abb. 41: Merit-Order-Effekt Photovoltaik: Spotpreis 2011 und 2015 .....	67
Abb. 42: EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen seit 2000 .....	69
Abb. 43: Zeitliche Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung für den gesamten Anlagenbestand nach Anlagekategorien 2000 bis 2020.....	71
Abb. 44: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2020 .....	72
Abb. 45: Entwicklung des Selbstverbrauchs aus Photovoltaik Anlagen 2010 bis 2020.....	73
Abb. 46: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2016, an den EEG-Auszahlungen und an der EEG-Strommenge .....	75
Abb. 47: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2012 bis 2016.....	76

Abb. 48: Förderung der EEG-Stromerzeugung 2016 nach Energieträgern in €/MWh.....	76
Abb. 49: Förderung der EEG-Stromerzeugung nach Energieträgern 2012 bis 2016 in €/MWh .....	77
Abb. 50: Anteile an EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2014 nach Bundesländern.	78
Abb. 51: EEG-Gesamt: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung ..	79
Abb. 52: Windenergie: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung ...	79
Abb. 53: Photovoltaik: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung ....	80
Abb. 54: Biomasse: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung.....	80
Abb. 55: Regionale EEG-Stromerzeugung 2014: Absolutwerte vs. Flächendichte .....	81
Abb. 56: Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen bis 2020 .....	82
Abb. 57: Entwicklung EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen bis 2020 .....	83

## 1 Einleitung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland schreitet weiter voran. In der Stromerzeugung hat das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Förderung der Erneuerbaren Energien einen großen Anteil an dieser Entwicklung und galt daher lange in seiner Grundidee international als vorbildlicher Fördermechanismus. Über dieses gesetzlich festgelegte und transparente Umlageverfahren werden die Kosten zur Förderung regenerativer Energien auf alle Stromkunden in Deutschland umgelegt. Der massive Anstieg der EEG-Umlage in den vergangenen Jahren auf über 6 ct/kWh sorgte zu Recht für Diskussionen um die weitere Entwicklung und die Finanzierung der Förderung der Erneuerbaren Energien. Mit der Novellierung des EEG im Jahr 2014 wurde ein erster Schritt in die richtige Richtung getan, um die Energiewende weiter voranzutreiben und dabei einen stärkeren Fokus auf die Kosteneffizienz dieses Großprojekts zu legen. Einerseits geht es darum, den Ausbau der Erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben und die Energieziele Deutschlands zu verwirklichen und andererseits die Belastungen aus dem EEG für die Verbraucher im Rahmen zu halten. Und die Bevölkerung ist bei dieser Frage gespalten: Der aktuelle BDEW-Energiemonitor 2016 zeigt, dass über 90 Prozent der Bevölkerung die Energiewende für wichtig oder sehr wichtig halten und als häufigster Vorteil der Energiewende wird der bessere Umweltschutz genannt. Knapp 40 Prozent der Bevölkerung ist derzeit aber auch der Ansicht, ihr Kostenbeitrag sei zu hoch und angesprochen auf die größten Probleme bei der Umsetzung der Energiewende in den nächsten Jahren werden die Kosten und die Finanzierung der Energiewende mit Abstand am häufigsten genannt. Daher war die EEG-Reform im Jahr 2014 mit der verpflichtenden Direktvermarktung für Anlagen ab einer bestimmten Anlagengröße ein wichtiger Schritt hin zu einer weiteren Integration der Erneuerbaren Energien in den Markt und eine deutlich stärkere Berücksichtigung von ökonomischen Effizienzkriterien. Auf diesem Wege wird es möglich sein, zukünftige Kostensteigerungen für die Endverbraucher in einem verträglichen Maß zu halten und die immer noch hohe Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende zu erhalten. Die im aktuellen Gesetzgebungsverfahren vorgesehenen Ausschreibungsverfahren für EEG-Anlagen setzen diesen Weg konsequent fort, denn sie ermöglichen eine hohe Kosteneffizienz bei der Förderung der Anlagen, ermöglichen durch eine Mengensteuerung eine bessere Planbarkeit der Erreichung der Erneuerbaren-Energien-Ziele und setzen verlässliche Rahmenbedingungen für marktgetriebene Investitionen in weiterhin benötigte konventionelle Back-up-Kapazitäten.

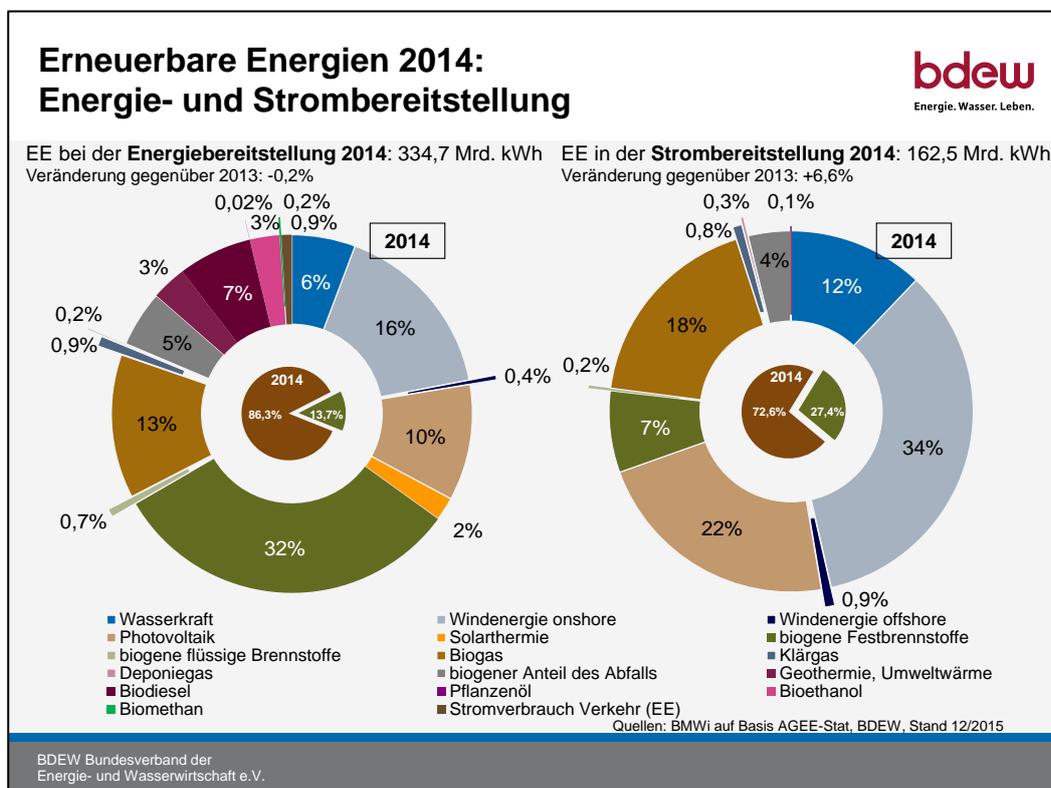
Für diese auch weiterhin sachlich und zielgerichtet zu führende Diskussion ist es unerlässlich, über eine aktuelle, umfassende und fundierte Datengrundlage zu verfügen. Die nun zum sechsten Mal vorgelegte Energie-Info „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)“ leistet dazu erneut einen Beitrag.

## 2 Erneuerbare Energien in Deutschland

Oftmals werden die Erneuerbaren Energien vorrangig mit der Stromerzeugung in Verbindung gebracht, es werden aber auch in anderen Bereichen substantielle Mengen an Erneuerbaren Energien eingesetzt. So wird bei der Wärmebereitstellung vor allem feste Biomasse direkt oder über Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt, aber auch Biogas ist eine ideale Ergänzung zu Erdgas im Wärmemarkt. Auch im Verkehrssektor kommen Erneuerbare Energien als Biokraftstoffe zum Einsatz.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2014 schon 13,7 Prozent (Abb. 1), Tendenz weiter steigend. Innerhalb der Erneuerbaren Energien ist 2014 weiterhin vor allem die Biomasse mit einem Anteil von rund 45 Prozent vorherrschend, davon knapp 32 Prozent feste Biomasse und 13 Prozent Nutzung von Biogas (siehe Exkurs „Biogas“). Der zweitgrößte Energieträger ist die Windenergie – ausschließlich in der Stromerzeugung eingesetzt – mit einem Anteil von 16 Prozent. Die Energie der Sonne hat einen Anteil von 13 Prozent, davon knapp 11 Prozent in der Stromerzeugung und 2 Prozent in solarthermischen Anwendungen. Biokraftstoffe – im Verkehrssektor eingesetzt – tragen insgesamt mit einem Anteil von knapp 10 Prozent zu den Erneuerbaren Energien bei.

Abb. 1: Erneuerbare Energien: Energie- und Strombereitstellung 2014



Bei der Strombereitstellung erreichten die Erneuerbaren Energien im Jahr 2014 einen Anteil von 27,4 Prozent. Für das Jahr 2015 wird nach vorläufigen Berechnungen ein Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch von 32,6 Prozent erreicht. Innerhalb der Erneuerbaren Energien zur Strombereitstellung war 2014 die Windenergie mit rund 35 Prozent am stärksten vertreten, gefolgt von der Biomasse-Verstromung mit knapp 26 Prozent. Biomasse kann in fester, flüssiger oder gasförmiger Form – also Biogas – verstromt werden. Die Verstromung von Biogas bildet mit einem Anteil an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 18 Prozent den überwiegenden Teil der Stromerzeugung aus Biomasse ab und hat damit inzwischen die Stromerzeugung aus Wasserkraft deutlich überholt. Die Photovoltaik trug 2014 mit 22 Prozent zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei.

Seit dem Jahr 2000 ist der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Brutto-Stromerzeugung von damals 7 Prozent auf inzwischen 30 Prozent im Jahr 2015 kontinuierlich angestiegen (Abb. 2). Parallel dazu hat sich der Anteil der Kernenergie durch den begonnenen Kernenergie-Ausstieg mehr als halbiert, der Anteil der Steinkohle-Verstromung ist von 25 Prozent auf 18 Prozent gesunken (Abb. 3). Die Unterschiede in den Anteilen der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung und am Brutto-Inlandsstromverbrauch bzw. der Strombereitstellung liegen an der unterschiedlichen Abgrenzung der Basis, nämlich im ersteren Fall die gesamte Stromerzeugung, im Zweiteren der gesamte Strombedarf Deutschlands. Letzteres ist für die Erreichung der Erneuerbaren Ziele die maßgeblich Größe, da der Anteil am Brutto-Inlandsstromverbrauch sowohl im Energiekonzept der Bundesregierung als auch auf EU-Ebene als maßgebliche statistische Definition gilt.

Diese Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien basiert natürlich auf dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und dem entsprechenden Anstieg der installierten Erzeugungsleistung. Waren im Jahr 2000 etwa 11,4 GW erneuerbare Erzeugungsleistung installiert, hat sich diese inzwischen mehr als verachtfacht und erreichte 2015 nahezu 98 GW (Abb. 4). Damit ist die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien erstmals höher als die Leistung von Kraftwerken auf Basis fossiler Brennstoffe und erreicht einen Anteil von 48 Prozent. Die installierte Leistung der Kernkraftwerke beträgt nach der Abschaltung der Kernkraftwerks Grafenrheinfeld im Juni 2015 nun noch 10,8 GW, das entspricht einem Anteil von 5 Prozent.

Abb. 2: Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern 2015

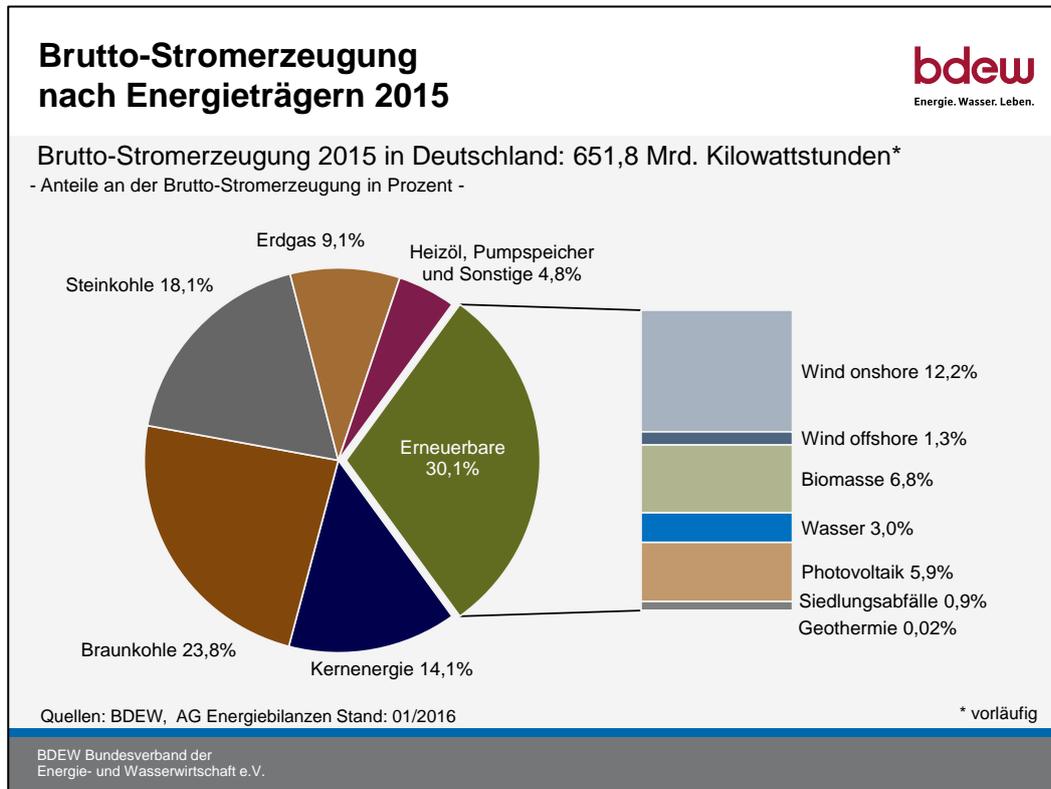
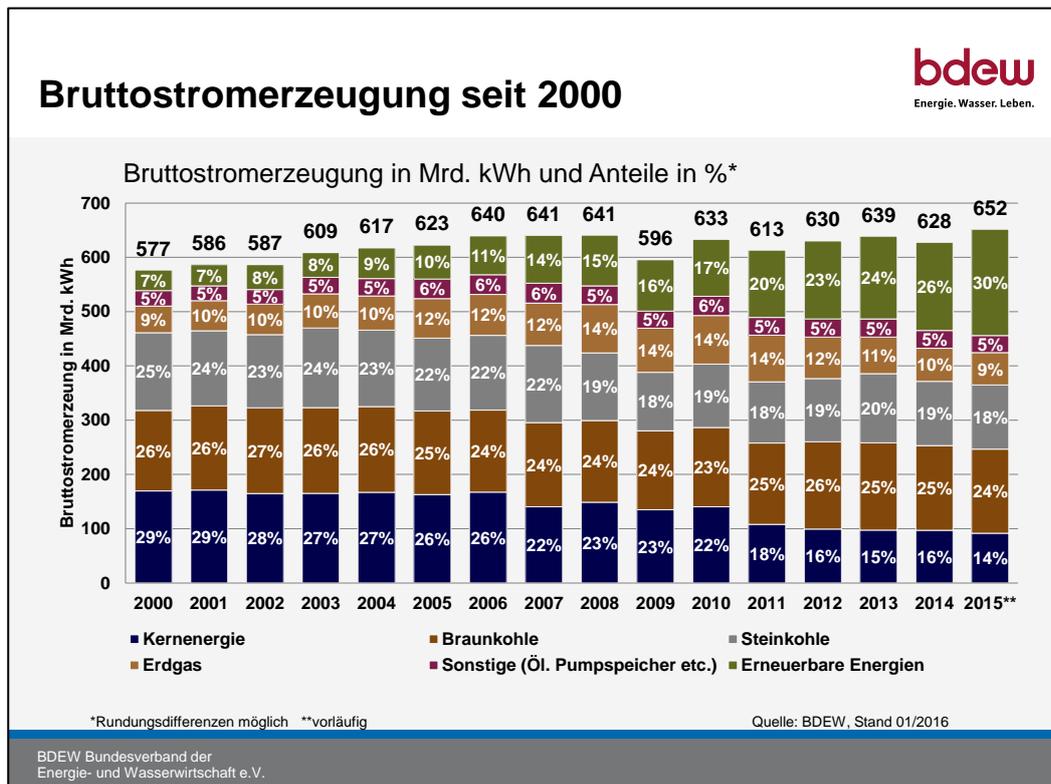


Abb. 3: Bruttostromerzeugung seit 2000 und Anteile der Energieträger

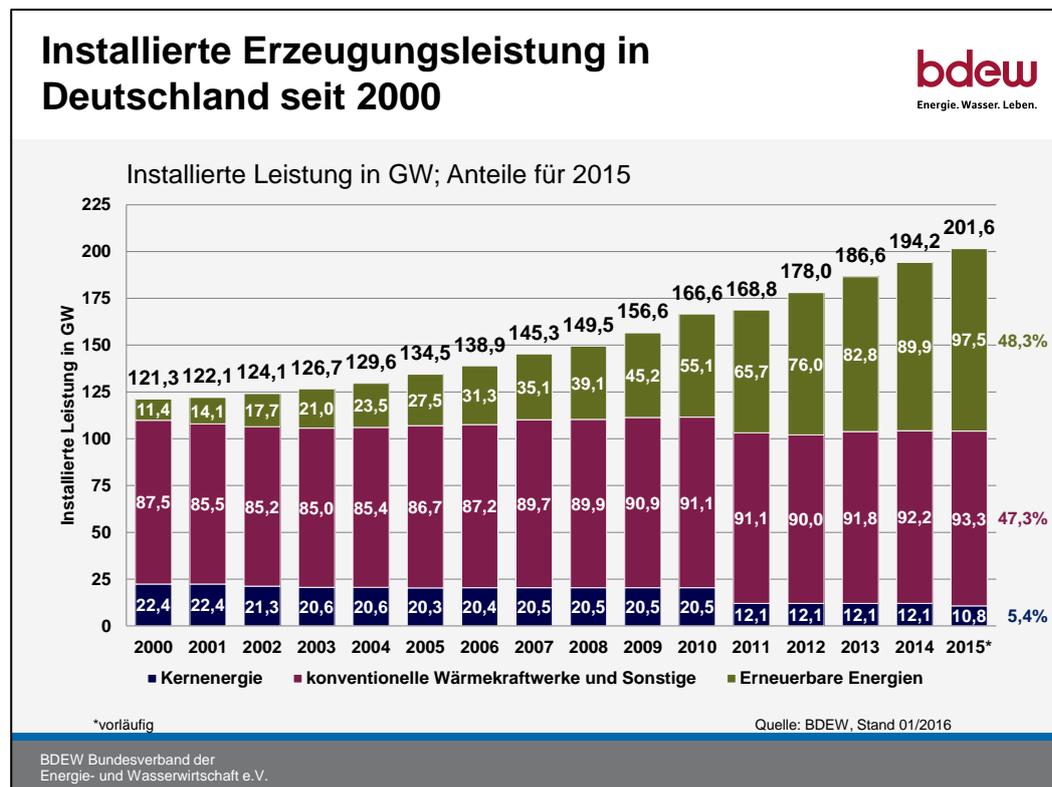


Tab. 1: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern seit 2000

Bruttostromerzeugung [TWh]	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014*	2015*
Braunkohle	148,3	154,8	158,0	158,2	158,0	154,1	151,1	155,1	150,6	145,6	145,9	150,1	160,7	160,9	155,8	155,0
Steinkohle	143,1	138,4	134,6	146,5	140,8	134,1	137,9	142,0	124,6	107,9	117,0	112,4	116,4	127,3	118,6	118,0
Kernenergie	169,6	171,3	164,8	165,1	167,1	163,0	167,4	140,5	148,8	134,9	140,6	108,0	99,5	97,3	97,1	91,8
Erdgas <sup>4)</sup>	49,2	55,5	56,3	62,9	63,0	72,7	75,3	78,1	89,1	80,9	89,3	86,1	76,4	67,5	61,1	59,6
Mineralöl	5,9	6,1	8,7	10,3	10,8	12,0	10,9	10,0	9,7	10,1	8,7	7,2	7,6	7,2	5,7	5,4
Erneuerbare, darunter:	37,9	38,9	46,1	45,6	56,6	62,5	71,6	88,3	93,2	94,9	104,8	123,8	143,8	152,4	162,5	195,9
- Wind onshore	9,5	10,5	15,8	18,7	25,5	27,2	30,7	39,7	40,6	38,6	37,8	48,9	50,7	50,8	55,9	79,3
- Wind offshore														0,9	1,4	8,7
- Wasserkraft <sup>1)</sup>	24,9	23,2	23,7	17,7	20,1	19,6	20,0	21,2	20,4	19,0	21,0	17,7	22,1	23,0	19,6	19,3
- Biomasse	1,6	3,3	4,5	6,6	8,2	11,1	14,8	19,8	23,1	26,3	29,6	32,8	39,7	41,2	43,3	44,2
- Photovoltaik	0,0	0,1	0,2	0,3	0,6	1,3	2,2	3,1	4,4	6,6	11,7	19,6	26,4	31,0	36,1	38,4
- Hausmüll <sup>2)</sup>	1,8	1,9	1,9	2,2	2,3	3,3	3,9	4,5	4,7	4,3	4,7	4,8	5,0	5,4	6,1	5,8
- Geothermie									0,02	0,02	0,03	0,02	0,03	0,1	0,1	0,1
Sonstige, darunter:	22,6	21,4	18,2	20,3	21,2	24,7	25,4	26,6	24,7	21,4	26,8	25,6	25,7	26,2	27,0	26,1
- Pumpspeicher <sup>3)</sup>	4,5	4,5	4,7	5,2	6,4	6,8	6,8	6,9	6,0	5,7	6,4	5,8	5,8	5,8	5,9	5,9
- Hausmüll <sup>2)</sup>	1,8	1,9	1,9	2,2	2,3	3,3	3,9	4,5	4,7	4,3	4,7	4,8	5,0	5,4	6,1	5,8
- Industrieabfall										1,3	1,6	1,6	1,6	1,2	1,4	1,5
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>576,6</b>	<b>586,4</b>	<b>586,7</b>	<b>608,8</b>	<b>617,5</b>	<b>622,6</b>	<b>639,6</b>	<b>640,6</b>	<b>640,7</b>	<b>595,6</b>	<b>633,1</b>	<b>613,1</b>	<b>630,1</b>	<b>638,7</b>	<b>627,8</b>	<b>651,8</b>
Stromimport	45,1	43,5	46,2	45,8	44,2	53,4	46,1	44,3	40,2	40,6	42,2	49,7	44,2	38,4	38,9	33,5
Stromexport	42,1	44,8	45,5	53,8	51,5	61,9	65,9	63,4	62,7	54,9	59,9	56,0	67,3	72,2	74,5	85,2
Stromimportsaldo	3,1	-1,3	0,7	-8,1	-7,3	-8,5	-19,8	-19,1	-22,5	-14,3	-17,7	-6,3	-23,1	-33,8	-35,6	-51,8
<b>Brutto-Inlandsstromverbrauch</b>	<b>579,6</b>	<b>585,1</b>	<b>587,4</b>	<b>600,7</b>	<b>610,2</b>	<b>614,1</b>	<b>619,8</b>	<b>621,5</b>	<b>618,2</b>	<b>581,3</b>	<b>615,4</b>	<b>606,8</b>	<b>607,1</b>	<b>604,9</b>	<b>592,2</b>	<b>600,0</b>
nachrichtlich: Anteil der Erneuerbaren Energieträger an der Deckung des Stromverbrauchs	6,5%	6,7%	7,8%	7,6%	9,3%	10,2%	11,6%	14,2%	15,1%	16,3%	17,0%	20,4%	23,7%	25,2%	27,4%	32,6%

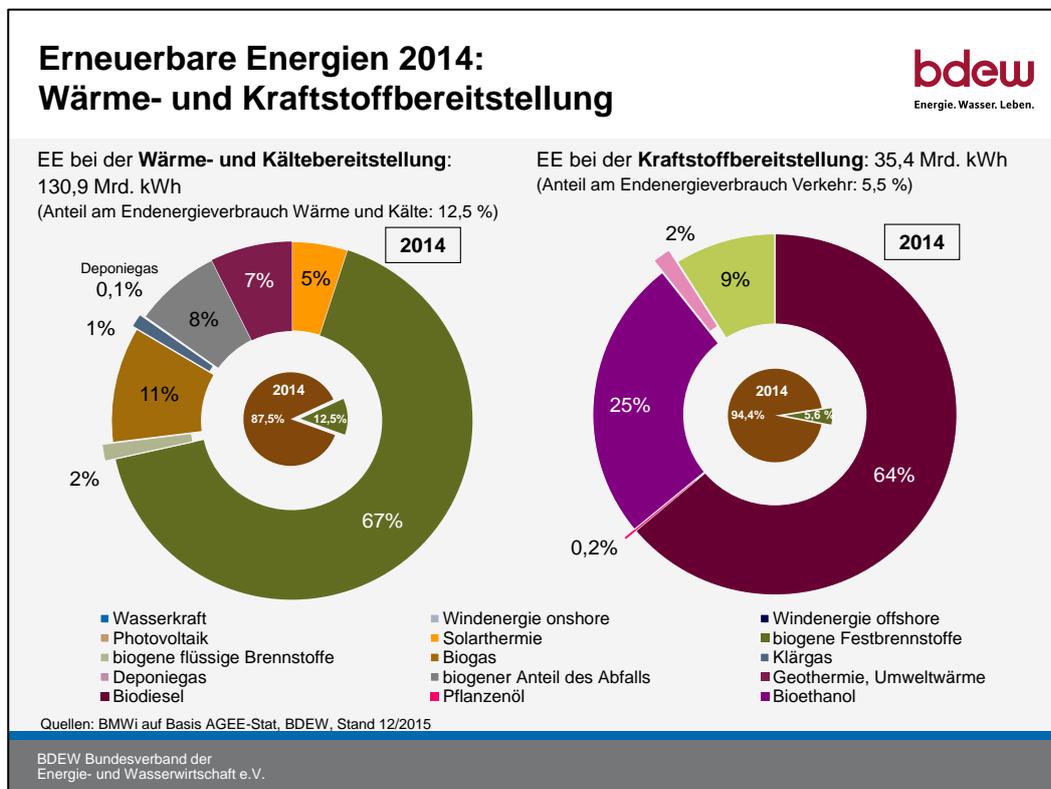
\* vorläufig, Stand 01/2016  
<sup>1)</sup> Lauf- und Speicherwasser inkl. natürl. Zufluss aus Pumpspeichern  
<sup>2)</sup> aufgeteilt in reg. und nicht-reg. Anteil (50 % : 50 %)  
<sup>3)</sup> ohne Erzeugung aus natürl. Zufluss  
<sup>4)</sup> ab 2003 zzgl. des in BHKW < 1 MW aus Erdgas geschätzt erzeugten Stroms

Abb. 4: Installierte Erzeugungsleistung seit 2000



In der Wärme- und Kältebereitstellung sind die Anteile der einzelnen Energieträger deutlich verschieden. Insgesamt trugen die Erneuerbaren Energien 2014 mit 12,5 Prozent zum gesamten Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bei (Abb. 5), wobei die Kältebereitstellung – bspw. für Raumklimatisierung – einen vernachlässigbaren Anteil darstellt. 2014 ist weiterhin vor allem die feste Biomasse – also bspw. die Verwendung von Holzpellets im privaten Bereich oder von Rest- und Altholz in Heizkraftwerken – mit einem Anteil von 67 Prozent an den erneuerbaren Energieträgern vorherrschend, gefolgt von der Verwendung von Biogas mit einem Anteil von 11 Prozent. Die Nutzung von Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen) kommt auf einen Anteil von 7 Prozent.

Abb. 5: Erneuerbare Energien: Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2014



Der hier genannte Anteil der Erneuerbaren Energien von 12,5 Prozent weicht deutlich von der noch im vergangenen Jahr genannten Quote von knapp 10 Prozent für 2014 ab. Dies hängt mit einer methodischen Neubewertung und Klarstellung in der Erfassung der Erneuerbaren Energien im Wärmebereich zusammen. Während früher auch der erneuerbare Anteil des eingesetzten Stroms für die Wärmebereitstellung berücksichtigt wurde, ist dies nun nicht mehr der Fall, da Strom aus Erneuerbaren Energien bereits im Stromsektor berücksichtigt wurde und dies sonst zu einer statistischen Doppelzählung führen würde. Dies hat aber aus Konsistenzgründen zur Konsequenz, dass der gesamte Stromeinsatz für die gesamte Wärmebereitstellung nicht berücksichtigt werden kann und daher der Anteil der Erneuerbaren Energien ansteigt.

Am Beispiel der elektrischen Wärmepumpe bedeutet dies konkret, dass der eingesetzte Strom keine Berücksichtigung findet, da bereits bei der Berechnung des Erneuerbaren-Anteil bei Strom berücksichtigt, die durch die Wärmepumpe entzogene Umweltwärme für die Wärmebereitstellung ist jedoch als Erneuerbare Energie enthalten.

Die Herstellung von Kraftstoffen aus Erneuerbaren Energien ist mit einem Anteil von 5,6 Prozent im Jahr 2014 an der gesamten Kraftstoffbereitstellung schwach ausgeprägt. Nach Zuwächsen des Anteils auf bis zu 7,5 Prozent im Jahr 2007 bewegt sich dieser seither zwischen 5 und 6 Prozent. Die Nutzung erfolgt überwiegend als Beimischung zu Benzin- und Dieselmotorkraftstoffen, wobei Biodiesel hier den größten Anteil aufweist, gefolgt von Bioethanol.

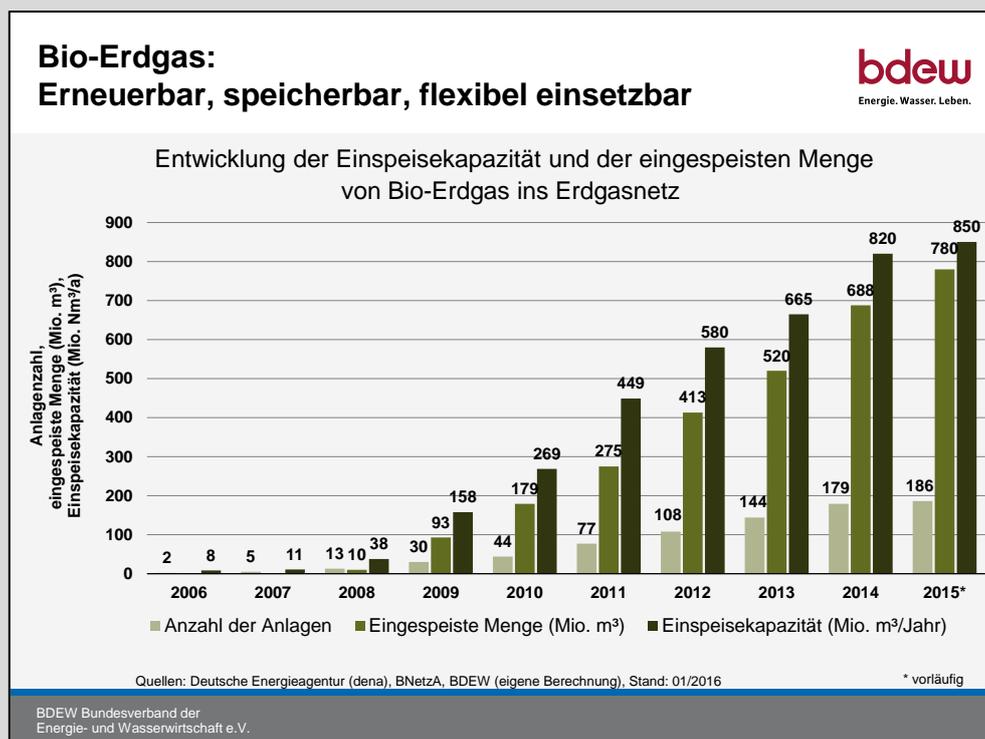
## Exkurs: Bio-Erdgas in Deutschland

Mit Stand Dezember 2015 speisen ca. 186 Bio-Erdgas-Einspeiseanlagen, mit einer Kapazität von rund 115.000 Nm<sup>3</sup>/h, auf Erdgasqualität aufbereitetes Bio-Erdgas ins Erdgasnetz ein. Das entspricht mit einer jährlichen Kapazität von rund 9 Mrd. kWh gut 1% des deutschen Erdgasverbrauchs. Derzeit sind noch elf Anlagen im Bau und sieben Projekte befinden sich in der Planungsphase. Von Bio-Erdgas spricht man, wenn (Roh-) Biogas nach der Aufbereitung die gleichen Eigenschaften wie Erdgas erhält und ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Es kann zu 100 Prozent oder in jedem Mischungsverhältnis mit Erdgas zur Verstromung, im Wärmemarkt oder als Kraftstoff eingesetzt werden.

Bio-Erdgas ist erneuerbar, speicherbar und flexibel einsetzbar. Bio-Erdgas kann in der Stromerzeugung regelbar eingesetzt werden und steht aus Vergärungsanlagen ganzjährig zur Verfügung. Es hat eine sehr gute Ökobilanz und kann – analog zu Erdgas – in die bestehende, gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur eingespeist, gespeichert und genutzt werden.

Der Beitrag von (Roh-)Biogas aus ca. 8.740 Anlagen mit Direktverstromung vor Ort sowie aufbereitetem Bio-Erdgas an der Stromerzeugung stieg 2015 auf 30 Mrd. kWh. Das entspricht knapp 5 Prozent am Bruttostromverbrauch. In der Wärmebereitstellung lieferten Biogas und Bio-Erdgas 2015 rund 16 Mrd. kWh. Die etwa 100.000 Erdgasfahrzeuge in Deutschland können bereits an jeder dritten Erdgastankstelle Bio-Erdgas als Beimischung und an 157 der 911 Erdgastankstellen 100-prozentiges Bio-Erdgas tanken. 2015 wurden insgesamt 0,6 Mrd. kWh Bio-Erdgas als Kraftstoff eingesetzt.

Biogas und Bio-Erdgas haben einen Anteil von 2,2% am deutschen Primärenergieverbrauch.



### 3 Erneuerbare Energien: Stromerzeugung und Investitionen

Nach der Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) am 1. April 2000 als Nachfolger des Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) stieg der Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch in den vergangenen zehn Jahren um 21 Prozentpunkte von 11,6 Prozent auf 32,6 Prozent (2015). Die von der aktuellen Bundesregierung im Koalitionsvertrag formulierten Ziele für die weitere Entwicklung der Erneuerbaren sind weiterhin ambitioniert, das dort vereinbarte Zwischenziel von 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025 scheint jedoch erreichbar. Der im Koalitionsvertrag vereinbarte Ausbaukorridor liegt mit seiner oberen Grenze deutlich oberhalb der Entwicklung des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010, die untere Grenze des Korridors liegt leicht unterhalb.

Tab. 2: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung von 1988 bis 2014

		1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2013	2014
<b>Wasserkraft</b>																
Leistung <sup>1)</sup>	MW	4.183	4.221	4.318	4.380	4.546	4.600	4.547	4.780	4.828	5.092	3.997	4.480	4.513	4.451	4.398
Erzeugung <sup>2)</sup>	GWh	16.924	14.789	16.040	17.473	16.669	16.877	21.683	23.382	19.670	19.561	20.038	17.036	20.503	22.589	19.178
<b>Windenergie</b>																
Leistung	MW	12	48	182	632	1.546	2.672	5.898	11.555	14.245	20.472	22.833	28.741	31.195	34.163	38.364
Erzeugung	GWh	14	71	275	909	2.032	4.489	9.513	15.504	20.237	30.387	40.574	50.690	50.670	51.709	57.358
<b>Biomasse und Gase</b>																
Leistung	MW	n. e.	190	227	276	358	409	510	761	1.258	3.010	4.054	4.957	6.291	6.457	7.065
Erzeugung <sup>2)</sup>	GWh	n. e.	222	295	570	804	1.050	1.405	4.797	5.168	13.904	21.077	26.567	35.685	37.538	39.883
<b>PV</b>																
Leistung	MW <sub>p</sub>	n. e.	2	5	10	17	34	62	210	788	2.405	5.955	17.488	31.389	36.813	36.970
Erzeugung <sup>2)</sup>	GWh	n. e.	1	2	4	6	15	32	135	398	2.054	4.418	11.683	26.380	29.712	36.056
<b>Geothermie</b>																
Leistung	MW	–	–	–	–	–	–	–	–	0,2	0,2	3	8	12	30	34
Erzeugung	GWh	–	–	–	–	–	–	–	–	0,2	0,4	18	28	25	67	98
<b>insgesamt</b>																
Leistung	MW	4.195	4.460	4.732	5.298	6.467	7.715	11.017	17.306	21.119	30.979	36.842	55.674	73.400	81.914	86.830
Erzeugung <sup>2)</sup>	GWh	16.938	15.083	16.612	18.956	19.511	22.431	32.633	43.818	45.473	65.907	86.124	106.003	133.263	141.615	152.572
<b>Siedlungsabfälle</b>																
Leistung	MW	518	561	550	499	551	540	522	522	522	950	1.310	1.550	1.475	1.746	1.794
Erzeugung <sup>3)</sup>	GWh	939	900	939	972	1.000	1.204	1.373	1.464	1.547	2.917	3.772	3.825	3.971	4.304	4.838
<b>insgesamt einschl. Siedlungsabfälle</b>																
Leistung	MW	4.713	5.021	5.282	5.797	7.018	8.255	11.539	17.828	21.641	31.929	38.152	57.224	74.875	83.630	88.624
Erzeugung <sup>2/3)</sup>	GWh	17.877	15.983	17.551	19.928	20.511	23.635	34.006	45.282	47.020	68.824	89.896	109.828	137.234	145.852	157.410

<sup>1)</sup> ab 2008 ohne die Leistung der Pumpspeicherwerke mit natürlichem Zufluss

<sup>2)</sup> Biomasse: einschließlich Selbstverbrauch

<sup>3)</sup> nur Stromerzeugung aus erneuerbarem Anteil des Siedlungsabfalls (50 %)

n. e.: nicht erfasst

Quellen: BDEW-Jahresstatistik; Statistisches Bundesamt; Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber

Im Jahr 2015 ist der Anteil der Erneuerbaren Energien an der **Stromerzeugung** weiter gewachsen und beträgt nach vorläufigen Berechnungen 30,1 Prozent. Wichtig ist an dieser Stelle: Bezogen auf den **Stromverbrauch** bedeutet das einen Anteil von 32,6 Prozent. Für die Zielerreichung ist der Anteil am Stromverbrauch die maßgebliche Bezugsgröße. Das Jahr 2015 war von einem überdurchschnittlichen Winddargebot gekennzeichnet: Nach vorläufigen Berechnungen haben die Windanlagen in Deutschland knapp 88 Mrd. kWh Strom erzeugt, davon gut 79 Mrd. kWh in Windenergieanlagen an Land. Das entspricht einem Anstieg von gut 23 Mrd. kWh bzw. 42 Prozent der Stromerzeugung aus Onshore-Wind. Die Offshore-Windenergie trug mit knapp 9 Mrd. kWh erstmals deutlich zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei. Die Zuwachsraten bei der Windenergieerzeugung zeigen, dass dieser Zuwachs nicht allein auf den weiteren Ausbau der Windenergie zurückzuführen ist, sondern

maßgeblich auf einem sehr guten Windjahr mit einem überdurchschnittlichen Winddargebot. Dies macht auch eine Monatsbetrachtung deutlich: In drei Monaten des Jahres 2015 (Januar, November und Dezember) lag die Windenergieerzeugung über 10 Mrd. kWh, eine Marke die bislang nicht erreicht wurde und in 11 der 12 Monate lag die Erzeugung höher als im Vorjahr. Betrachtet man Onshore-Wind separat, war die Stromerzeugung aus Windanlagen an Land in 10 von 12 Monaten höher als im Vorjahr (Abb. 6 bis 8).

Leichte Zuwächse wurden auch bei der Stromerzeugung aus Photovoltaik erzielt (Abb. 9), wohingegen die Stromerzeugung aus Wasserkraft aufgrund der langen Trockenperioden 2015 leicht rückläufig war (Abb. 10). Zulegen konnte auch die Biomasse, die im Rahmen dieser Publikation immer feste, flüssige und gasförmige Biomasse umfasst. Exakte Erzeugungswerte für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien werden allerdings erst mit der EEG-Jahresabrechnung im Juli vorliegen.

Die Abbildungen 6 bis 9 zeigen zudem sehr gut die saisonalen Unterschiede der Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergie. Typischerweise trägt die Windenergie in den Herbst- und Wintermonaten stärker zur Stromerzeugung bei, während die Photovoltaik in den Sommermonaten einen höheren Beitrag leistet. Dadurch ergibt sich für die Summe aller Erneuerbaren Energien eine über die Monate hinweg betrachtet deutlich gleichmäßigere Stromerzeugung als bei der Betrachtung einzelner Energieträger (Abb. 11). Die Stromerzeugung aus Offshore-Wind zeigt kein saisonales Muster, da 2015 sehr viele Anlagen ans Netz angeschlossen wurden und daher der Zubau-Effekt die saisonalen Schwankungen der Erzeugung dominiert.

Abb. 6: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie: On- und Offshore

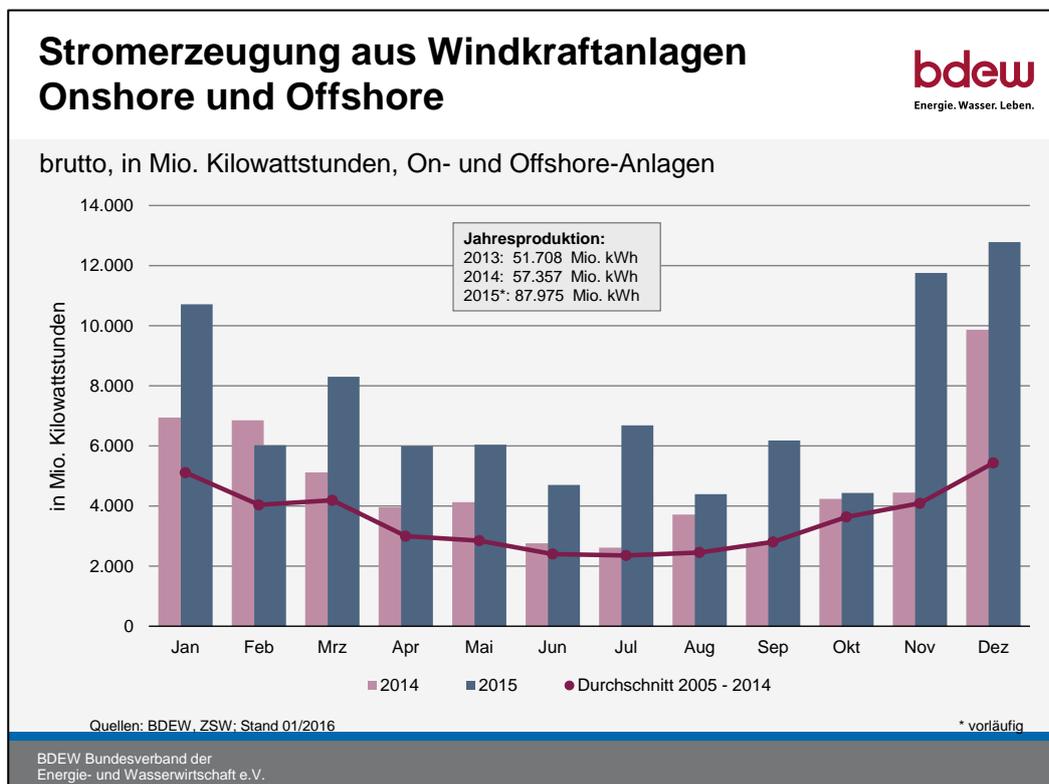


Abb. 7: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie: nur Onshore

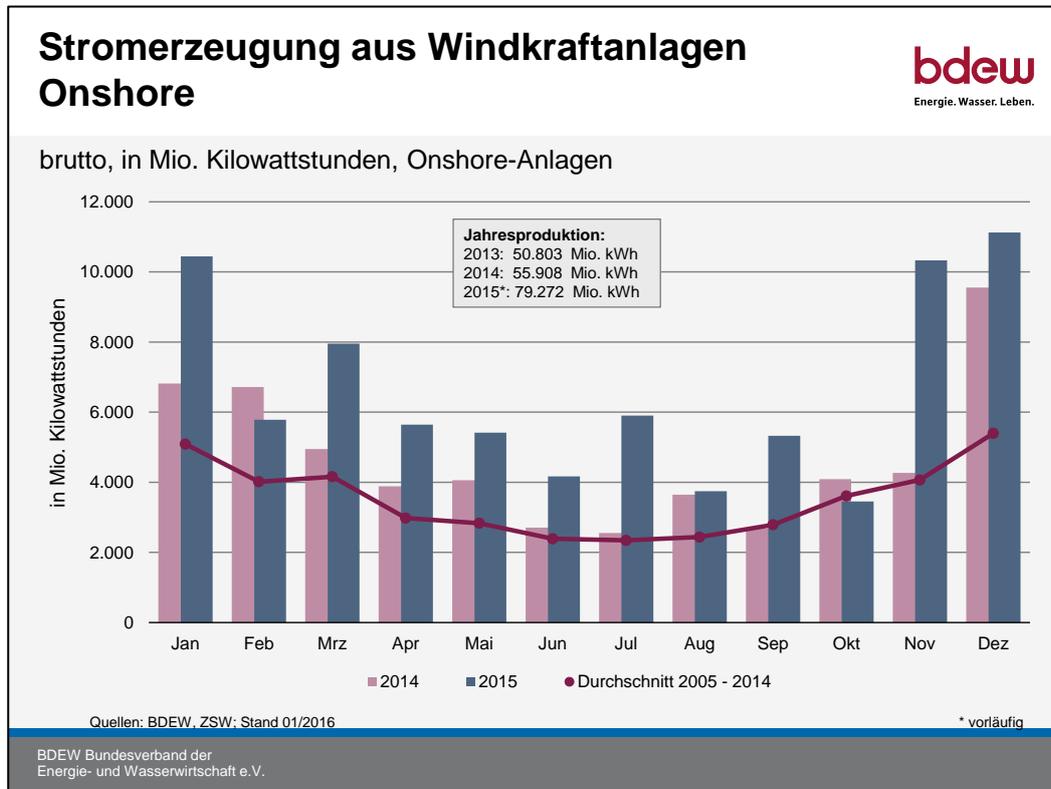


Abb. 8: Monatliche Stromerzeugung aus Windenergie: nur Offshore

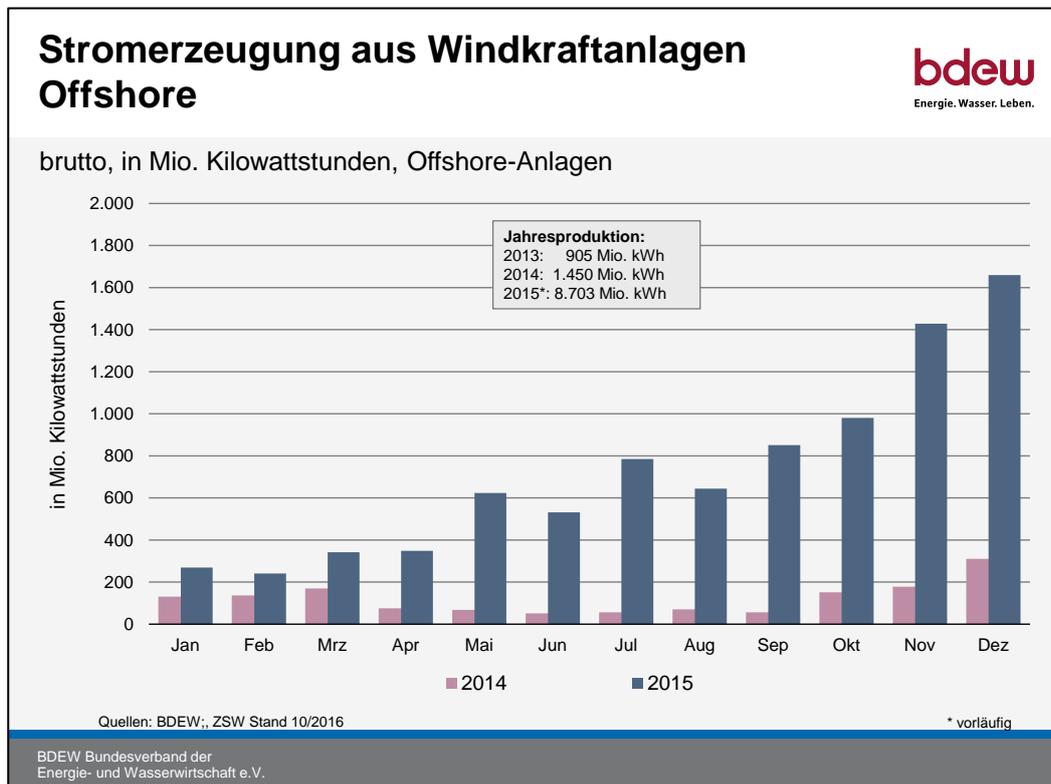


Abb. 9: Monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaik

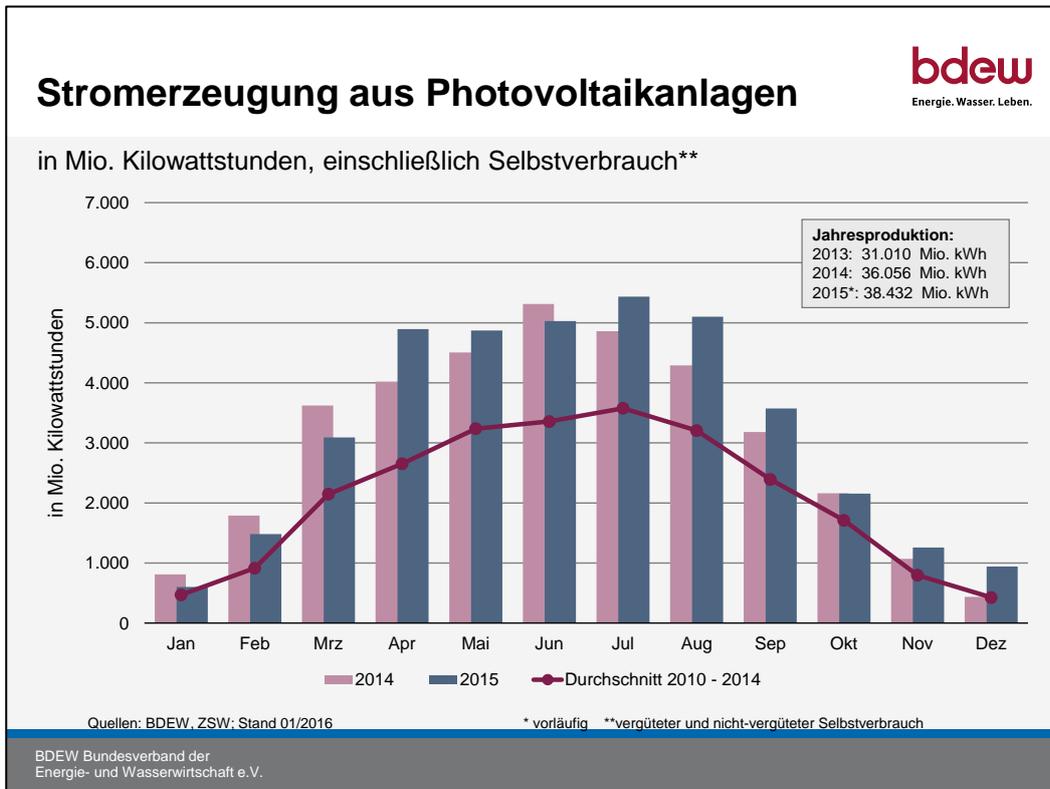


Abb. 10: Monatliche Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen

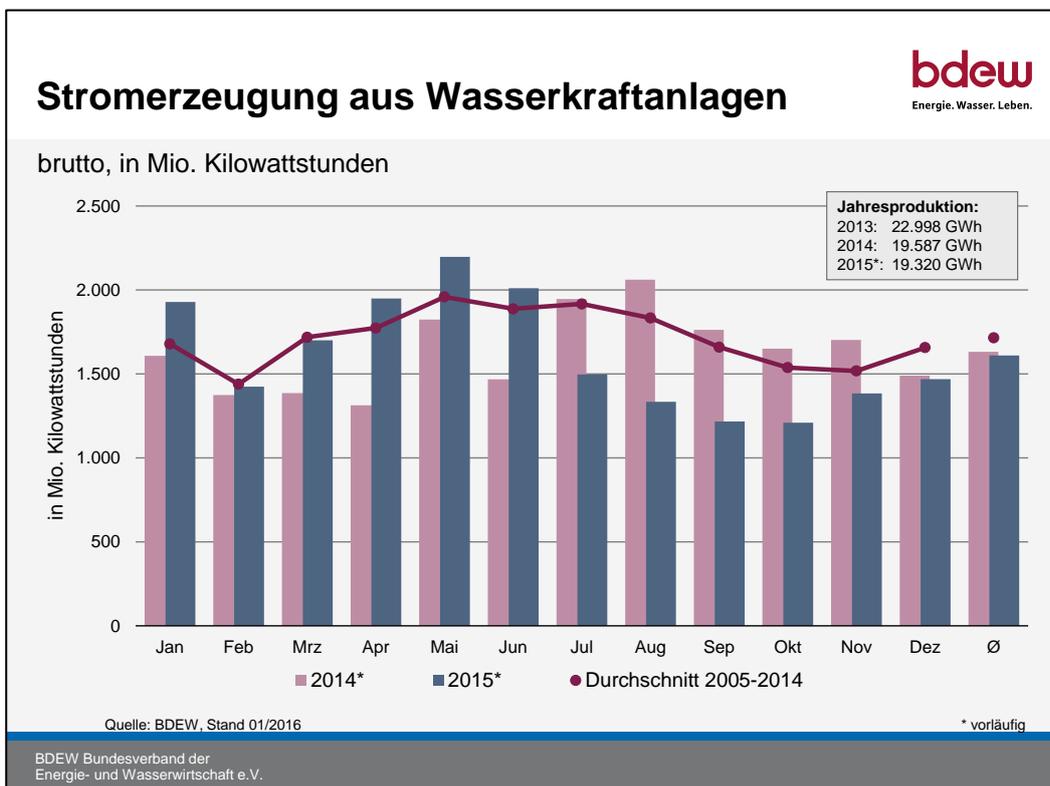
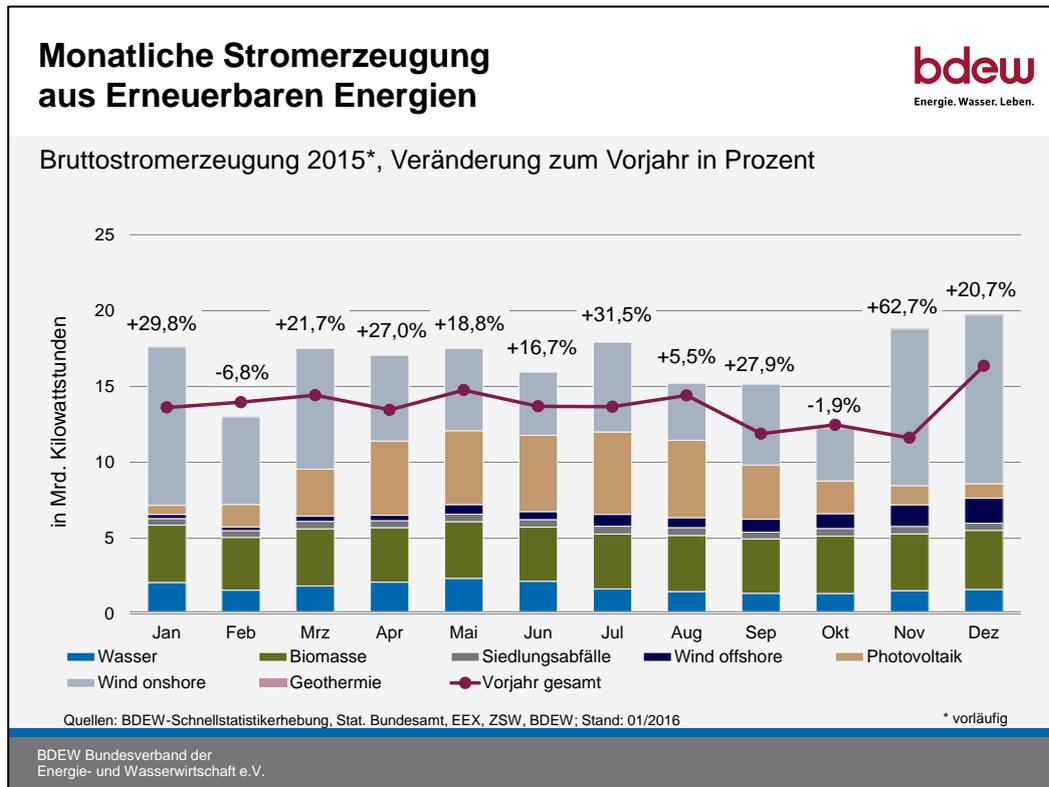


Abb. 11: Monatliche Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2015 insgesamt



Die Erneuerbaren-Ziele der Bundesregierung wurden zunächst im Energiekonzept aus dem Jahr 2011 festgelegt. Demnach soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahr 2020 bei 35 Prozent liegen und bis 2050 auf 80 Prozent kontinuierlich anwachsen (Abb. 12). Im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung wurden für die Jahre 2025 und 2035 weitere Zwischenziele formuliert, die einen gewisse Spannweite zulassen und als Korridor über die Zielformulierung des Energiekonzepts gelegt wurden. Der aktuelle Wert von 32,6 Prozent zeigt, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien gut vorangeschritten ist und das 2020-Ziel bereits fast erreicht wurde. Allerdings ist der Erneuerbaren-Anteil 2015 stark von der überdurchschnittlichen Winterzeugung 2015 geprägt, die die Trendentwicklung deutlich überschätzt und somit nicht nur den erfolgten Ausbau sondern auch die jeweiligen Witterungsbedingungen widerspiegeln. Während der Ist-Anteil die richtige Größe für die Beschreibung der aktuellen Situation darstellt, ist für eine Bewertung der Zielerfüllung und der Abschätzung, ob die zukünftigen Ziele erreicht werden, eine normalisierte Anteilsberechnung besser geeignet, da diese von durchschnittlichen Witterungsbedingungen ausgeht. Während im Energiekonzept der Bundesregierung für die Messung der Ziele die tatsächlich erzeugten Mengen herangezogen werden, sind auf europäischer Ebene die normalisierten Werte für die Stromerzeugung aus Wind und Wasserkraft als witterungsabhängige Erzeugungstechnologien maßgeblich. Zwar ist die Stromerzeugung aus Photovoltaik ebenfalls witterungsabhängig, hier sind die Schwankungen aber nicht so stark ausgeprägt. Für Biomasse und Geothermie als geplant einsetzbare und nicht witterungsabhängige Erzeugungstechnologien ist eine Normalisierung nicht notwendig. Wendet man die in der EU-Richtlinie

2009/28/EG beschriebene Berechnungsmethodik für die Normalisierung der Stromerzeugung aus Wasserkraft und Windenergie entsprechend für Deutschland an, ergibt sich für das Jahr 2015 ein Erneuerbaren-Anteil am Stromverbrauch von 30,7 Prozent. Bei durchschnittlichen Windbedingungen wäre der Erneuerbaren Anteil um 2,3 Prozentpunkte niedriger gewesen, bei durchschnittlichen Niederschlägen und damit entsprechend höherer Wasserkrafterzeugung um 0,4 Prozentpunkte höher, woraus sich eine Differenz von 1,9 Prozentpunkten ergibt. Gemäß Berechnungsmethodik der EU-Richtlinie wird für die Wasserkraft die durchschnittliche Stromerzeugung pro installiertem MW der vergangenen 15 Jahre herangezogen, für die Windenergie wird lediglich ein 5-Jahresmittel herangezogen. Damit werden die Windbedingungen zwar weniger gut gemittelt, dafür aber dem technologischen Fortschritt in der Windenergie – also gestiegene Leistung der Anlagen, höhere Nabenhöhen, größere Rotordurchmesser etc. – besser Rechnung getragen. Zudem wird für die installierte Leistung der Windenergie ein Jahresmittelwert unterstellt, um den unterjährigen Zubau besser zu berücksichtigen, während bei der Wasserkraft die jeweilige Leistung zum Jahresende maßgeblich ist. 2014 lag der Ist-Anteil bei 27,4 Prozent, die normalisierte Quote mit 28,1 Prozent um 0,7 Prozentpunkte darüber.

Zudem ist es derzeit schwierig, aus der Entwicklung der letzten drei bis vier Jahre auf die weitere Entwicklung des Erneuerbaren-Anteils zu schließen, da die Wirkung der aktuellen Gesetzgebungsverfahren – insbesondere die Novellierung des EEG – von der konkreten Ausgestaltung abhängen und noch nicht genau abgeschätzt werden können. Darüber hinaus wirken weitere Gesetzvorhaben, wie beispielsweise das Strommarktgesetz, oder die generelle Debatte um die Sektorkopplung auf die Rahmenbedingungen der Stromversorgung. Und damit auch auf die weitere Entwicklung von Stromerzeugung und Stromverbrauch und den Erneuerbaren-Anteil am Stromverbrauch.

Abb. 12: Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch seit 1996

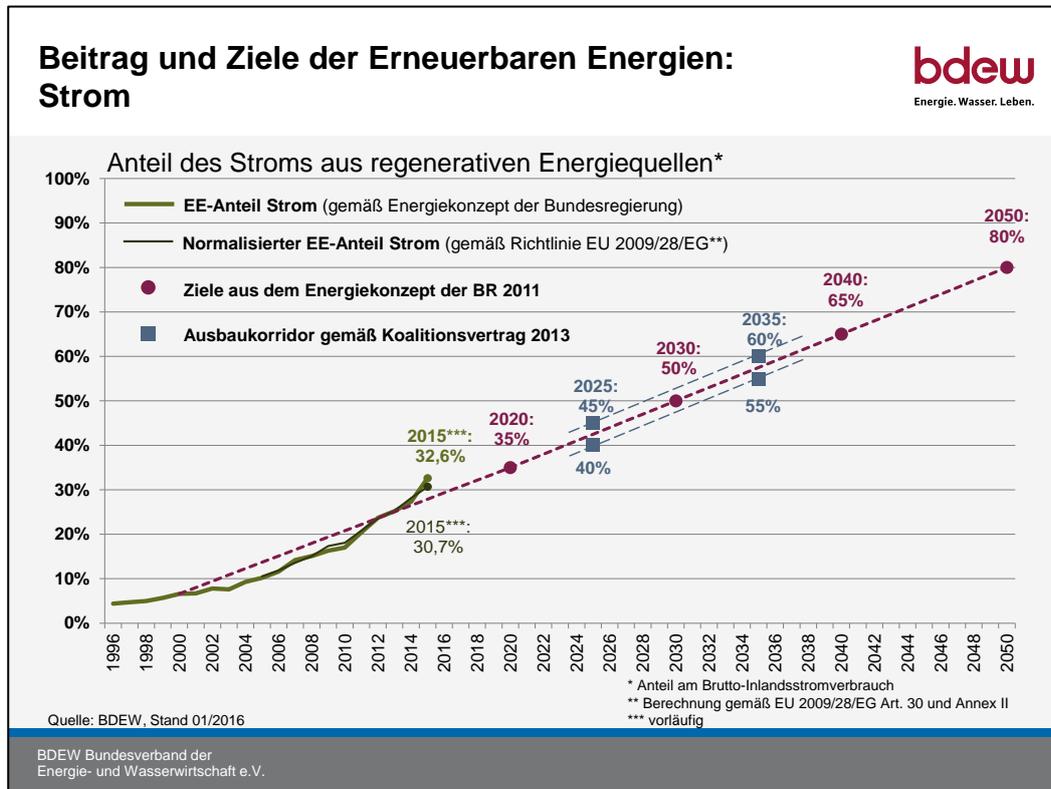


Abb. 13: Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamtenergiebedarf seit 2000

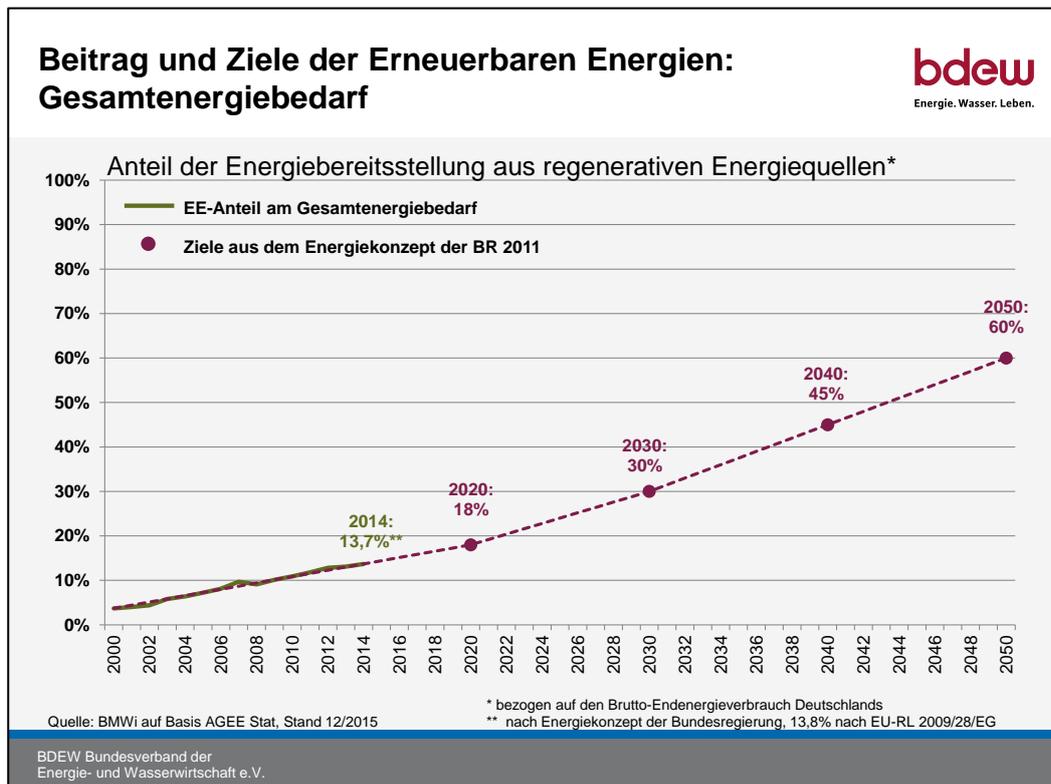
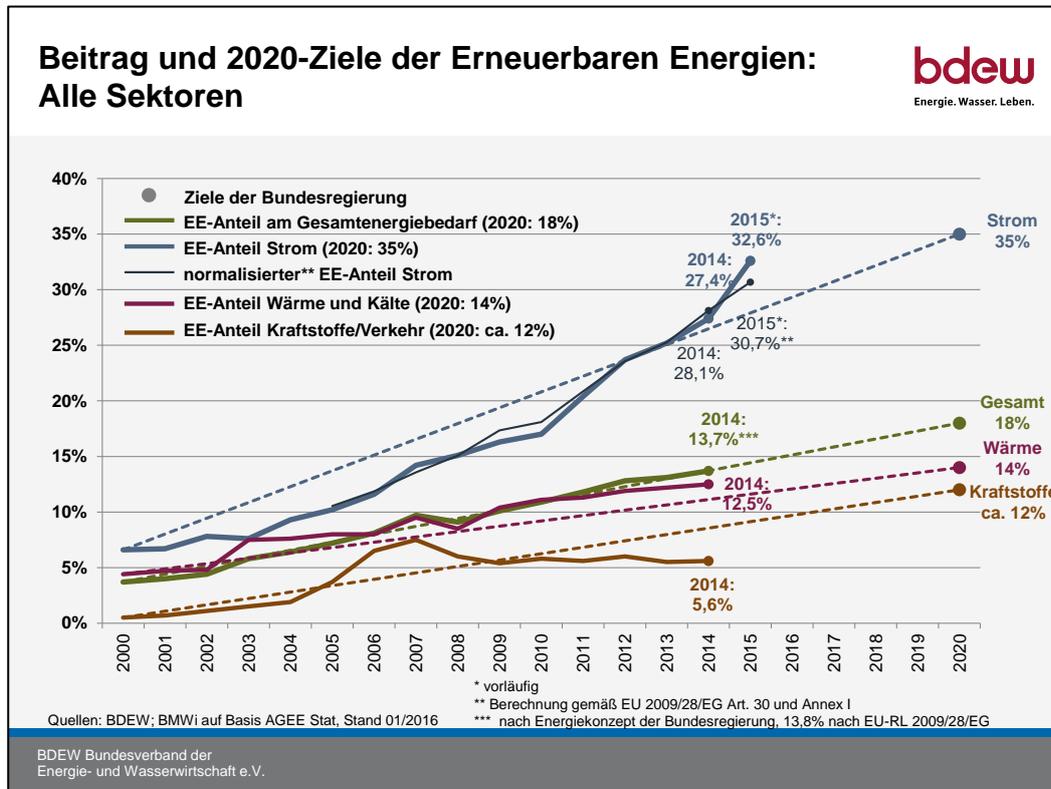


Abb. 14: Anteil der Erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr



Betrachtet man den Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamtenergiebedarf oder in anderen Sektoren, liegen diese deutlich niedriger als im Stromsektor. Deren Anteil am Gesamtenergiebedarf betrug 13,7 Prozent im Jahr 2014, der normalisierte Anteil gemäß EU-Richtlinie betrug 13,8 Prozent (Abb. 13). Der niedrigere Anteil am Gesamtenergiebedarf hängt mit den geringeren Anteilen in der Wärme- und Kältebereitstellung und im Verkehrsbereich zusammen, beides Sektoren die in großem Umfang zum Energiebedarf beitragen. Für den Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamtenergiebedarf hat die Bundesregierung für das Jahr 2020 ein Ziel von 18 Prozent vorgegeben, aber auch für die anderen Sektoren wurden nationale Sektorziele gesetzt und in maßgeblichen Förderinstrumenten gesetzlich verankert (EEG, EEWärmeG) sowie im Nationalen Allokationsplan Erneuerbare Energien formuliert: Demnach sollen bis 2020 in der Wärme- und Kältebereitstellung 14 Prozent erreicht werden, im Verkehrssektor der Anteil von Biokraftstoffen am Kraftstoffverbrauch ab 2020 eine Netto-Treibhausgasmindering von 7 Prozent erreichen; was in etwa einem energetischen Anteil von 12 Prozent am Kraftstoffverbrauch entspricht. Während im Wärmebereich 2014 bereits ein Anteil von 12,5 Prozent erreicht wurde, stagniert der Erneuerbaren-Anteil im Verkehrsbereich in den vergangenen Jahren bei etwa 5 bis 6 Prozent (Abb. 14).

Abb. 15: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2013 und 2014

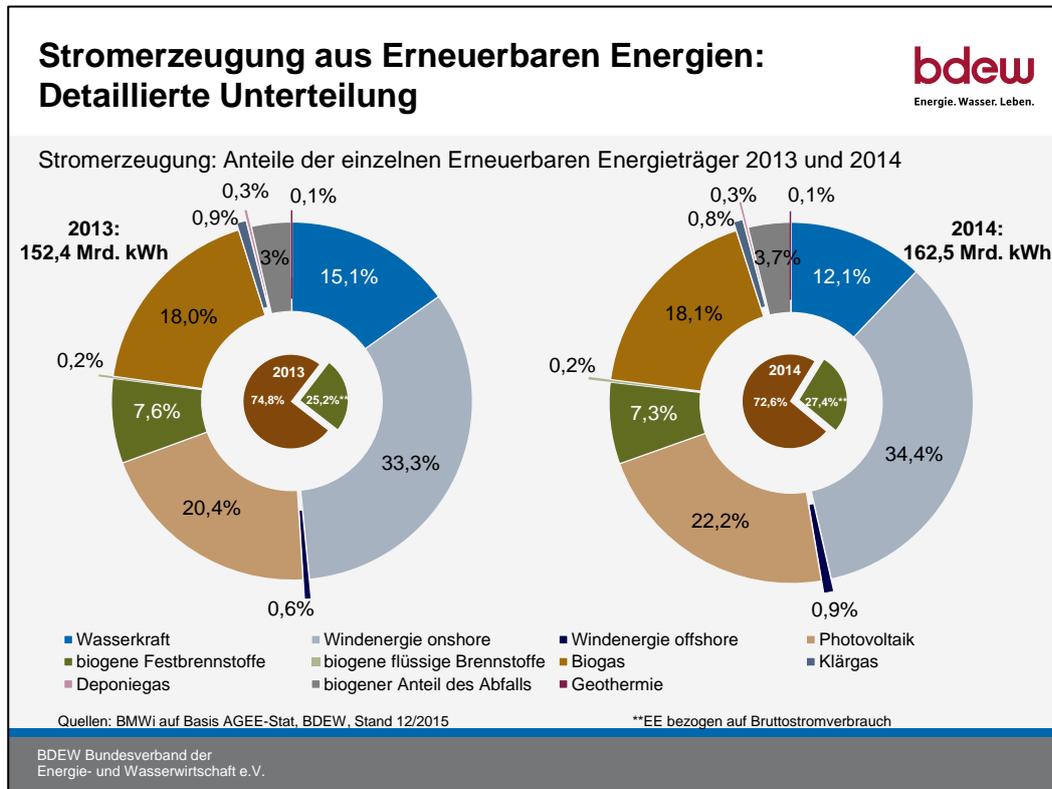
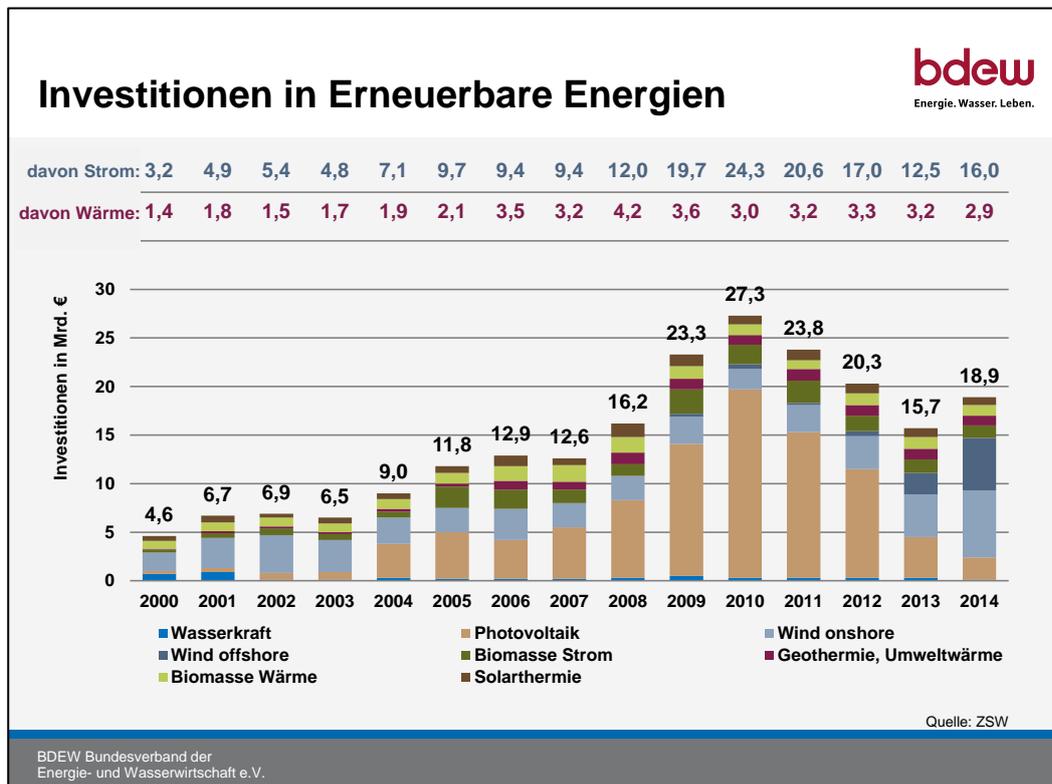


Abb. 16: Investitionen in Erneuerbare Energien 2000 bis 2014



Die Investitionssummen in Erneuerbare Energien haben sich von 2006 bis 2010 vor allem aufgrund der Investitionen in Photovoltaikanlagen mehr als verdoppelt. Diese sind dann bis 2012 vor allem aufgrund der sinkenden Modulpreise deutlich zurück gegangen bei gleichbleibendem jährlichem Zubau (Abb. 16 und 17). So wurde von 2010 bis 2012 in jedem Jahr mehr als 7 GW Photovoltaik-Leistung installiert, während die Investitionssumme von 19,4 Mrd. € auf 11,2 Mrd. € zurück ging. Die durchschnittlichen Modulkosten sind von 4.745 €/kW im Jahr 2006 auf nur noch gut 1.200 €/kW im Jahr 2014 gefallen (Abb. 18). Erst in den Jahren 2013 und 2014 waren dann auch die Zubauraten der Photovoltaik aufgrund der Vergütungsdegression rückläufig. In den Jahren 2006 bis 2014 wurden insgesamt 83 Mrd. € in Photovoltaikanlagen investiert, während sich der Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung in Deutschland um 5,7 Prozentpunkte auf 6,1 Prozent erhöht hat. Parallel dazu haben sich die Investitionen in Onshore-Windenergie von 2010 bis 2014 auf 6,9 Mrd. € mehr als verdreifacht. Nach anfänglichen Verzögerungen beim Ausbau der Offshore-Windenergie wurden 2014 insgesamt 5,4 Mrd. € investiert, im Vorjahr waren es noch 2,2 Mrd. €.

Abb. 17: Photovoltaik: Investition und Wirkung

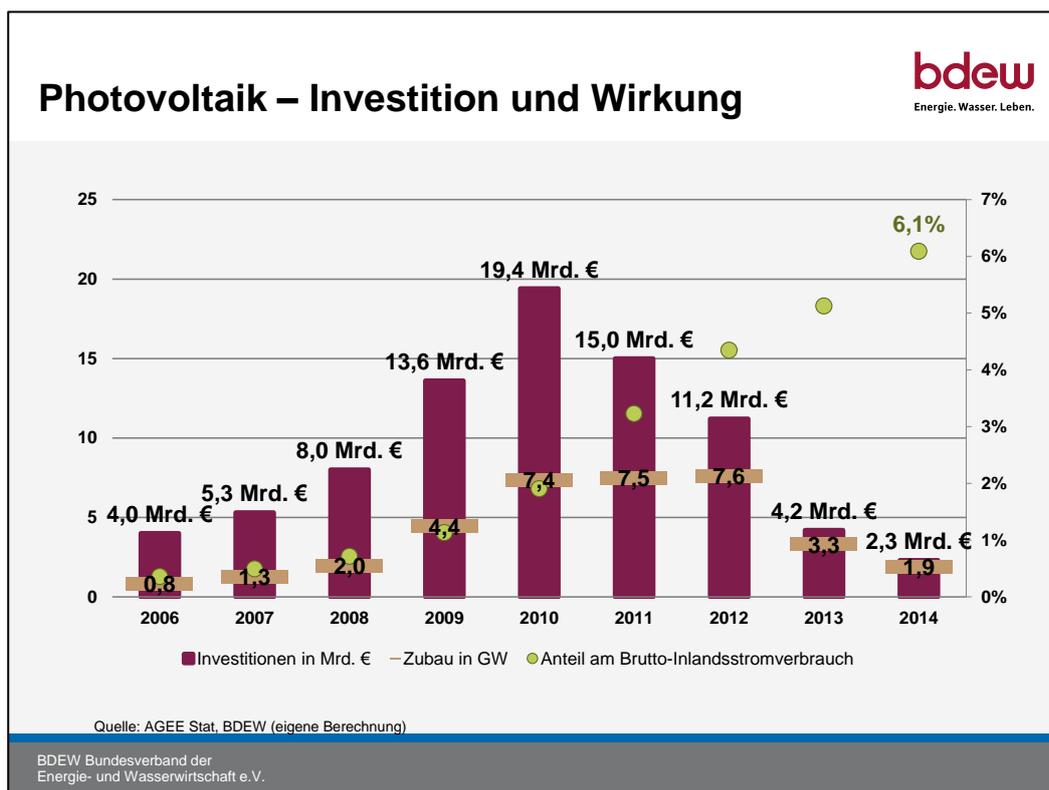


Abb. 18: Photovoltaik: Lernkurveneffekte

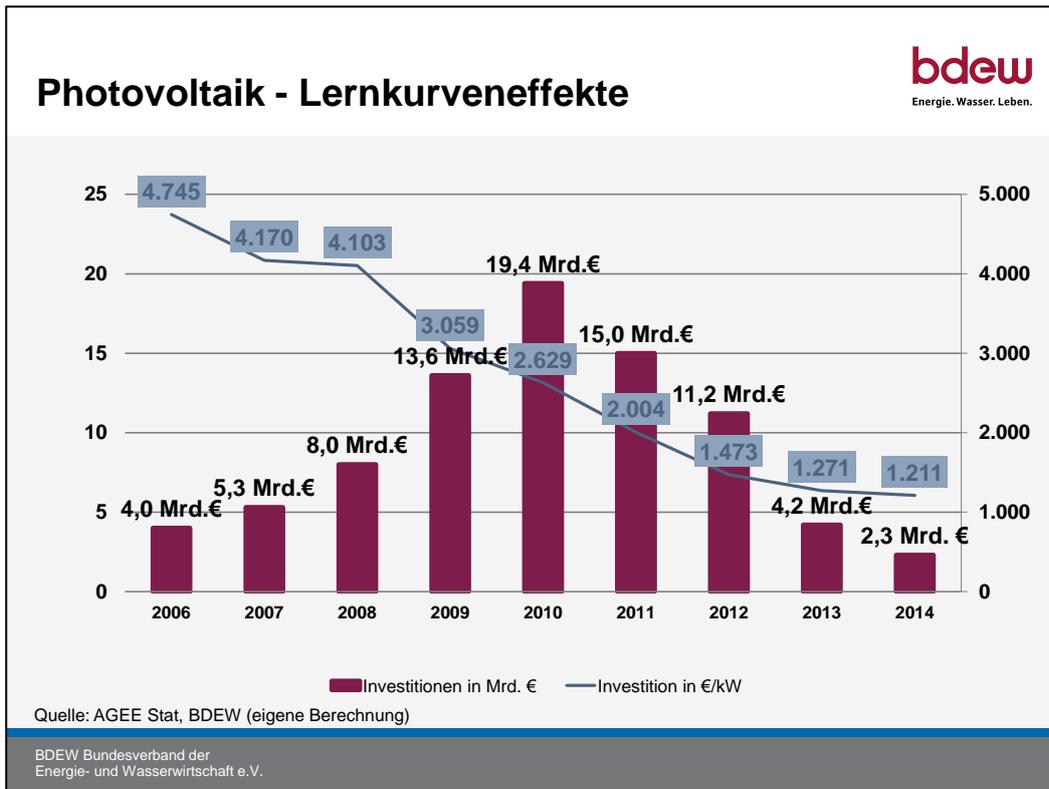
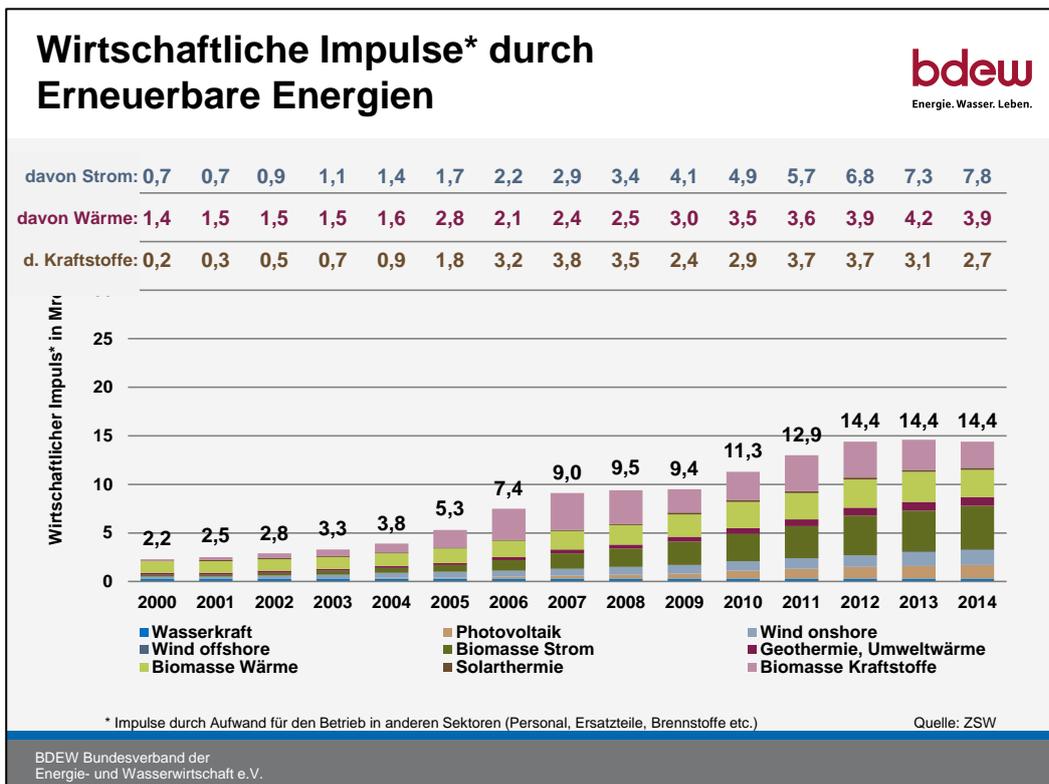


Abb. 19: Wirtschaftliche Impulse durch Erneuerbare Energien 2000 bis 2014



Neben der reinen Investitionssumme in Erneuerbaren Energien haben auch die wirtschaftlichen Folgeeffekte große Bedeutung. Die Errichtung und der Betrieb der Anlagen erfordern Personal für Wartung und Instandhaltung sowie für den Bereich der Biomasse den Anbau und die Aufbereitung derselben. Zwar erreichen die wirtschaftlichen Impulse aus der Errichtung und dem Betrieb der Anlagen nicht die selbe Größenordnung wie die Investitionssummen, sind aber auch nicht zu vernachlässigen. Dabei ist auffällig, dass bei den wirtschaftlichen Impulsen der Anteil des Wärmebereichs im Verhältnis zum Strombereich deutlich höher ausfällt als bei den Investitionen. Während im Strombereich die einmalige Investition ein deutlich höheres Gewicht erfährt, sorgt der hohe Anteil der Biomasse im Wärmebereich auch für dauerhaftere wirtschaftliche Impulse. In Abbildung 19 zusätzlich dargestellt sind die wirtschaftlichen Impulse der Herstellung von Biokraftstoffen.

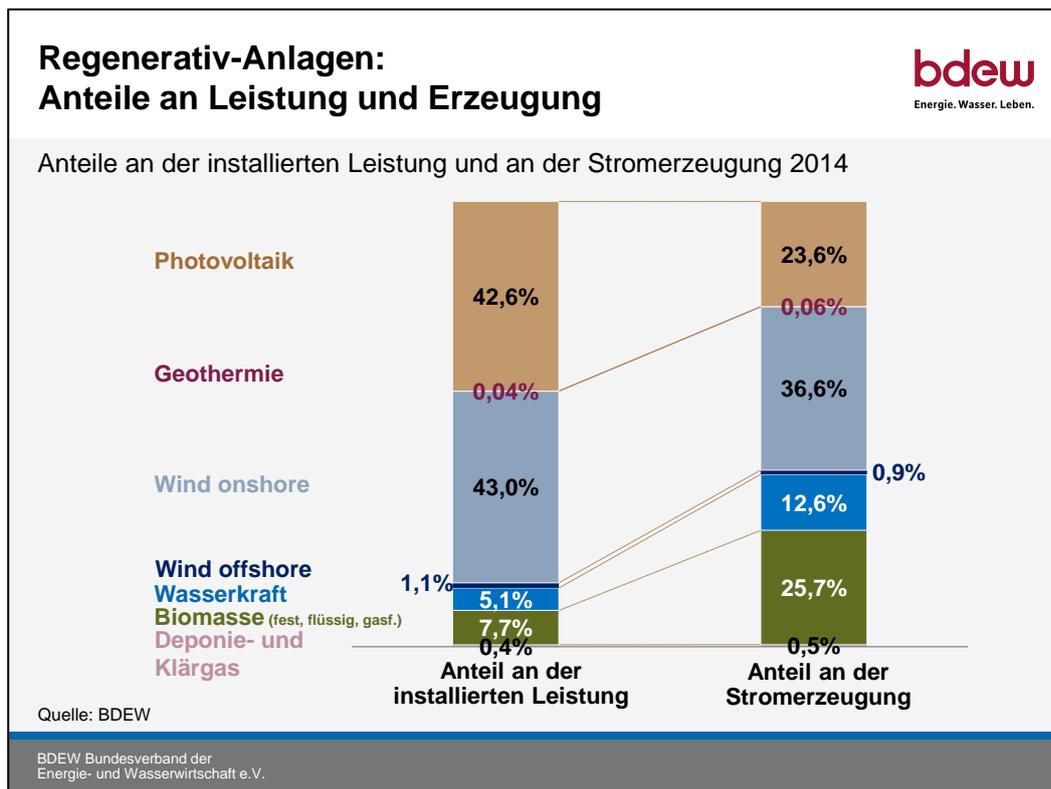
#### **4 Der Unterschied von installierter Leistung und Stromerzeugung**

Neben Faktoren wie Verfügbarkeiten oder Kosten sind in der Diskussion um die Entwicklung der Erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung sowohl die Anlagenzahl und installierte Leistung als auch die Stromerzeugung die maßgeblichen Kenngrößen. Allerdings werden die Begriffe elektrische Leistung und Stromerzeugung (elektrische Arbeit) gerne miteinander vermischt. Dabei ist aber zu unterscheiden, dass die installierte Leistung nur das mögliche Potenzial einer Anlage beschreibt (in Analogie zum Auto, die PS-Zahl des Motors). Dahingegen beschreibt die Stromerzeugung (elektrische Arbeit) den Output der Anlage, der für die Stromversorgung eingespeist wird (in Analogie zum Auto, die gefahrenen Kilometer). Eine hohe installierte Leistung bedeutet daher noch nicht zwangsläufig eine hohe Stromerzeugung. Eine kleine Anlage, die dauerhaft nahe ihrer maximalen Leistung (installierte Leistung) betrieben wird, kann innerhalb eines Jahres mehr Strom erzeugen als eine große Anlage, die nur phasenweise ihre maximale Leistung erreicht oder vorübergehend gar keinen Strom erzeugt.

Bei der Nutzung regenerativer Energien sind vor allem die Verfügbarkeit des Energieträgers, also die Witterungsbedingungen oder die Verfügbarkeit von Brennstoffen für den Betrieb und die erzeugte Strommenge entscheidend. Photovoltaikanlagen erreichen nur bei intensiver Sonneneinstrahlung ihre maximale Leistung. Auch Windenergieanlagen laufen nur in wenigen Stunden im Jahr mit ihrer maximalen Leistung. Abbildung 20 zeigt für Regenerativ-Anlagen den Anteil der einzelnen Energieträger an der installierten Leistung und deren Anteil an der Stromerzeugung. Zwar haben Wasserkraft und Biomasse nur 13 Prozent Anteil an der installierten Leistung, erzeugen aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit und Auslastung aber fast 40 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren Energien. Bei der Windkraft dreht sich das Verhältnis leicht um und der Anteil an der Leistung ist etwas größer als an der Stromerzeugung. Hier könnten das Repowering von Onshore-Anlagen sowie der Ausbau der Offshore-Windenergie mit höheren Auslastungsgraden dafür sorgen, dass sich das Verhältnis von Leistung zu Stromerzeugung verbessert. Die Photovoltaik macht zwar knapp 43 Prozent der installierten

Leistung der EEG-Anlagen aus, steuert aber nur knapp 24 Prozent zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien bei.

Abb. 20: Anteile der einzelnen Energieträger an der Leistung und an der Stromerzeugung von EEG-Anlagen 2014



Weiterhin ist zu unterscheiden zwischen Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien und Anlagen, die durch das EEG gefördert werden können. Ziel des EEG ist es, regenerative Stromerzeugungsanlagen zu fördern, die sonst aufgrund ihrer Kostenstruktur nicht im Markt bestehen könnten. Daher sind im EEG teilweise Größenbegrenzungen der Anlagen für die Förderfähigkeit enthalten, um keine Anlagen zu fördern, die schon marktfähig sind. Insbesondere bei der Wasserkraft, aber auch bei der Biomasse werden daher Anlagen ab einer bestimmten Größe nicht mehr gefördert. Aus ökologischen Gesichtspunkten werden zudem Anlagen zur Stromerzeugung aus Grubengas durch das EEG gefördert, obwohl es sich nicht um einen regenerativen Brennstoff handelt. Hier wird dem Umstand Rechnung getragen, dass es sinnvoller ist, aus Bergbaugruben entweichendes fossiles Methangas durch Verstromung energetisch zu nutzen und in CO<sub>2</sub> umzuwandeln, als das weitaus klimaschädlichere Methangas entweichen zu lassen oder ohne energetische Nutzung abzufackeln. Ganz generell ist die Verstromung und damit energetische Nutzung von Kuppelgasen – also Gase, die bei anderen Prozessen als Nebenprodukt anfallen – in der Regel allein deshalb vorteilhaft, da dadurch Stromerzeugung substituiert wird, für die sonst explizit andere Energieträger bereitgestellt werden müssten.

Insgesamt geht der Begriff „Erneuerbare Energien“ über die im EEG geförderten Anlagen hinaus und umfasst alle regenerativen Energieträger, also auch große Wasserkraftwerke, die Stromerzeugung aus dem natürlichen Wasserzufluss ins Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerks, den biogenen Anteil bei der Verstromung von Siedlungsabfällen (in Deutschland gelten 50 Prozent der Stromerzeugung aus Müllverbrennungsanlagen (MVA) als regenerativ) oder die Mitverbrennung von Biomasse in konventionellen Großkraftwerken.

## **5 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – Aktuelle Entwicklungen**

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (EEG 2014) ist am 1. August 2014 in Kraft getreten. Es legt den Grundstein für eine zweistufige Reform der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Im Mittelpunkt der ersten Stufe steht die Einführung der Verpflichtung zur Direktvermarktung. So führt das EEG 2014 für alle ab dem 1. August 2014 neu in Betrieb genommenen Anlagen oberhalb einer Leistung von 500 kW eine verpflichtende Direktvermarktung für den hier erzeugten Strom ein. Die Anlagen können nur in Ausnahmefällen und dann zu reduzierten Vergütungssätzen die klassische Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Für alle ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommenen Anlagen sinkt dieser Schwellenwert auf 100 kW.

Die zweite Stufe der grundlegenden EEG-Reform sieht die Einführung von Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe vor. In einem Pilotprojekt wurden bereits 2015 Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe von Strom aus großen Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen eingeführt. Mit der aktuell (2016) im Gesetzgebungsprozess befindlichen EEG-Novelle soll dieses Konzept auch auf weitere Technologien zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ausgeweitet werden. Dies ist aus Sicht des BDEW ein richtiger Schritt. Denn Marktintegration bedeutet nicht nur die Reaktion auf Marktpreissignale der allgemeinen Strommärkte, sondern auch die Bestimmung von Stromgestehungskosten (Vollkosten) im Wettbewerb. Ausschreibungsverfahren sind bei ausreichend vorhandenem Wettbewerb und bei entsprechender Ausgestaltung grundsätzlich geeignet, neben der Mengensteuerung auch eine hohe Kosteneffizienz bei der Förderung der Erneuerbaren Energien zu erreichen. Gleichzeitig erhöhen Ausschreibungen durch die mit ihnen verbundene Mengensteuerung nicht nur die Planbarkeit des Erneuerbare-Energien-Zubaus, sondern setzen auch verlässliche Rahmenbedingungen für marktgetriebene Investitionen in konventionelle Energieerzeugungsanlagen.

Die konkrete Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns steht noch nicht fest, aber es zeichnet sich ab, dass wohl die Bundesnetzagentur die Ausschreibungen durchführen wird. Wenn es zu einer Übertragung des für Photovoltaikfreiflächenanlagen gewählten Verfahrens kommt, wird die Bundesnetzagentur entsprechend den gesetzlich definierten Ausbauzielen Angebote zum Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen einholen. Die Bieter können sich dann mit den von ihnen entwickelten Projekten bewerben. Nach den Vorstellungen des Bun-

deswirtschaftsministeriums soll dabei die Fördersystematik im Kern erhalten werden. Das heißt, Gebote werden in ct/kWh angegeben und stellen den sogenannten „anzulegenden Wert“ (ehemals Vergütungsanspruch) dar, der im Rahmen der Direktvermarktung die Grundlage für die Berechnung der gleitenden Marktprämie bildet. Nach Ablauf der Frist für die Gebotsabgabe werden die abgegebenen Gebote der Größe nach „sortiert“. Anschließend erhalten die günstigsten Gebote, die bis zur Erreichung der nachgefragten Zubaumenge erforderlich sind, den Zuschlag und damit eine Förderberechtigung.

Doch bevor es soweit ist, müssen noch viele wichtige Detailfragen beantwortet werden. So ist zu klären, wie ein Ausschreibungsdesign ausgestaltet sein muss, das auch mittel- und langfristig eine hinreichende Akteursvielfalt gewährleisten kann. Denn klar ist: Akteursvielfalt ist die Grundlage für Wettbewerb, ohne den wiederum keine Kosteneffizienz in der Ausschreibung erreicht werden kann. Zu klären ist aber auch, wie zukünftig die regionale Verteilung des Zubaus von EE-Anlagen – insbesondere von Windkraftanlagen an Land – sichergestellt werden kann. Und nicht zuletzt geht es um Vertrauensschutz. Denn insbesondere bei langwierigen Projekten im Segment der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen auf See haben Energieversorgungsunternehmen im Vertrauen auf aktuelle gesetzliche Regelungen investiert und würden bei einem Wechsel in ein Ausschreibungssystem ohne Übergangsregelung ihre getätigten Investitionen verlieren.

Im Rahmen eines Pilotverfahrens hat die Bundesnetzagentur bereits 2015 drei Ausschreibungsrunden für Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen mit einer ausgeschriebenen Leistung von insgesamt 500 MW durchgeführt. Die dort erzielten Ergebnisse weisen in die richtige Richtung, die Bundesnetzagentur spricht selbst davon, dass die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe den kostengünstigen Ausbau der Erneuerbaren Energien erlaube. Tabelle 3 zeigt die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden vom April, August und Dezember 2015.

Tab. 3: Ausschreibungsergebnisse 2015 für Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen

	April 2015	August 2014	Dezember 2015
<b>Ausgeschriebene Menge</b>	150 MW	150 MW	200 MW
<b>Eingereichte Gebote (Gebotsvolumen)</b>	170 (715 MW)	136 (558 MW)	127 (562 MW)
<b>Zuschläge (Zuschlagsvolumen)</b>	25 (157 MW)	33 (159 MW)	43 (204 MW)
<b>Ø Förderhöhe</b>	9,17 ct/kWh	8,48 ct/kWh	8,0 ct/kWh
<b>Zum Zeitpunkt der Ausschreibung geltende Förderhöhe</b>	9,02 ct/kWh	8,93 ct/kWh	8,91 ct/kWh
<b>Preismechanismus</b>	pay-as-bid	uniform pricing	uniform pricing

Die Auktionsergebnisse im August und Dezember zeigen eine durchschnittliche Förderung, die deutlich unter der zu diesen Zeitpunkten geltenden Förderhöhe liegt. Lediglich in der ersten Ausschreibungsrunde wurde im Durchschnitt ein etwas höherer Fördersatz erzielt. Ob dies am in dieser Ausschreibungsrunde verwendeten pay-as-bid-Verfahren gelegen hat oder eher damit zu tun hatte, dass die Bieter auch noch die Möglichkeit hatten, bis 30. Juni 2015 ihre Projekte mit den gesetzlich gültigen Fördersätzen zu realisieren, lässt sich nicht eindeutig beantworten. Während das pay-as-bid-Verfahren (Gebotspreisverfahren) die günstigsten Angebote bis zum Erreichen der Ausschreibungsmenge berücksichtigt und dann den bezuschlagten Bietern den von ihnen gebotenen Fördersatz bewilligt, sieht das uniform pricing (Einheitspreisverfahren) vor, dass nach Abschluss des Auktionsverfahrens alle Bieter jene Förderhöhe erhalten, die der letzte noch bezuschlagte Bieter geboten hat. D. h. alle bis auf den letzten bezuschlagten Bieter erhalten eine Förderhöhe die oberhalb ihres ursprünglichen Gebots liegt. Das bedeutet aber nicht, dass das uniform pricing zu einer insgesamt höheren durchschnittlichen Förderhöhe führt, da das Bieterkalkül ein anderes ist: Die Erwartung der Bieter beim uniform pricing ist, dass Sie bei einem Zuschlag ohnehin den Grenzpreis der Auktionrunde erhalten, d. h. sie bieten zu ihren Projektkosten zuzüglich dem Minimum ihrer erwarteten Kapitalverzinsung bzw. Marge. Beim pay-as-bid-Verfahren werden die Bieter eher versuchen, den Grenzpreis der Auktionrunde abzuschätzen und diesen oder knapp darunter zu bieten unabhängig von den eigenen Projektkosten. Wissenschaftliche Untersuchungen legen nahe, dass es beim pay-as-bid-Verfahren zu Aufschaukelungseffekten kommen kann und daher nicht unbedingt eine niedrigere durchschnittliche Förderhöhe generiert wird.

Die Ergebnisse zeigen, dass die bislang durchgeführten Verfahren eine hohe Anzahl an Bietern hatte, so war selbst noch die letzte Ausschreibungsrunde fast dreifach überzeichnet. Die Auswertungen der Bundesnetzagentur belegen zudem, dass auch eine hohe Akteursvielfalt gegeben war, da die Struktur bezüglich der Rechtsformen der bietenden Projektgesellschaften sehr heterogen war. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass Ausschreibungen ein wettbewerbliches, kosteneffizientes und damit geeignetes Instrument für die weitere Förderung der Erneuerbaren Energien sein können.

Der BDEW begleitet den weiteren Diskussionsprozess zu den Rahmenbedingungen für Ausschreibungen intensiv und konstruktiv. Hierfür hat der Verband die r2b energy Consulting GmbH und die Brandenburgische Technische Universität (BTU) in Cottbus mit der Erarbeitung eines Gutachtens zur Identifikation der relevanten Parameter für Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe aus allen Erneuerbaren Energien beauftragt. Aufbauend auf dem abrufbaren Gutachten „Ausgestaltung eines Auktionsmodells für EE-Anlagen in Deutschland“<sup>1</sup> und der wertschöpfungsstufenübergreifenden Diskussion in den Gremien hat der BDEW Handlungsempfehlungen für das Auktionsdesign<sup>2</sup> ausgesprochen.

---

<sup>1</sup>[\[w.de/internet.nsf/id/47C5F14138FD3513C1257ECF002BE0C6/\\\$file/Gutachten\\\_Auktionsdesign\\\_r2b\\\_BTU\\\_FINAL.pdf\]\(https://www.bde\)](https://www.bde</a><u><a href=)

<sup>2</sup>[w.de/internet.nsf/id/20150929m-stellungnahme-zu-den-eckpunkten-des-bundeswirtschaftsminister-fuer-die-foerderung-erneuerb?open&ccm=900030](https://www.bde)

## Verlust des Förderanspruchs bei negativen Strommarktpreisen

Laut Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission soll der Fördermechanismus für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen keine Anreize setzen, bei negativen Marktpreisen Strom zu erzeugen. Im Zuge der EEG-Novelle 2014 wurde mit dem § 24 EEG 2014 daher eine neue Regelung eingeführt, die vorsieht, dass sich der anzulegende Wert für Windenergieanlagen ab einer Leistung von 3 MW und für sonstige Anlagen ab einer Leistung von 500 kW und einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2016 auf null reduziert, wenn „der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist.“ Nach Ansicht des BDEW werden mit dieser Regelung erhebliche Unsicherheiten hervorgerufen.

Derzeit befindet sich der § 24 EEG 2014 im Gesetzgebungsverfahren im Rahmen der Weiterentwicklung des Strommarktes. Im Regierungsentwurf vom 4. November 2015 wird klargestellt, wann ein Stundenkontrakt negativ sei, nämlich dann, „wenn für die betreffende Stunde jeweils der Wert der Day-ahead-Auktion und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen Intraday-Handel negativ sind.“ Dies scheint auf den ersten Blick ein praktikabler Lösungsweg zu sein, um von vornherein die Wahrscheinlichkeit für das Greifen des entsprechend lautenden § 24 EEG 2014 zu reduzieren. Bei näherer Betrachtung ist jedoch festzustellen, dass die vorgestellte Regelung Fehlanreize setzen kann<sup>3</sup>.

## 6 Regionale Verteilung der Erneuerbaren Energien

Um die regionale Verteilung der Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien zu begutachten, ist der Vergleich von Absolutzahlen auf Ebene der Bundesländer hilfreich, um die Beiträge einzelner Bundesländer abzubilden. Allerdings berücksichtigen Absolutzahlen nicht die zur Verfügung stehende Fläche einzelner Bundesländer. Gerade in Bezug auf den Platzbedarf der Erneuerbaren Energien ist daher auch die Flächendichte der installierten Leistung eine wichtige Kenngröße. Das betrifft sowohl die Fläche für die Errichtung der Anlagen selbst als auch im Bereich der Biomasse die verfügbare Fläche für den Anbau nachwachsender Rohstoffe. In den folgenden Grafiken ist die Flächendichte farblich abgestuft dargestellt. Die Absolutwerte für Anlagenanzahl, installierte Leistung und Stromerzeugung sind als Balkendiagramme dargestellt. Neben der Flächendichte der Anlagen spielen aber auch die Siedlungsdichte und die im Umkehrschluss daraus resultierende Verfügbarkeit von Flächen zur Nutzung Erneuerbarer Energien oder topologische Gegebenheiten eine Rolle. Die Übersichten zeigen, dass die Wasserkraft vor allem in Süddeutschland und in den Mittelgebirgen mit entsprechendem Gefälle der Wasserläufe genutzt wird, wohingegen im nord-

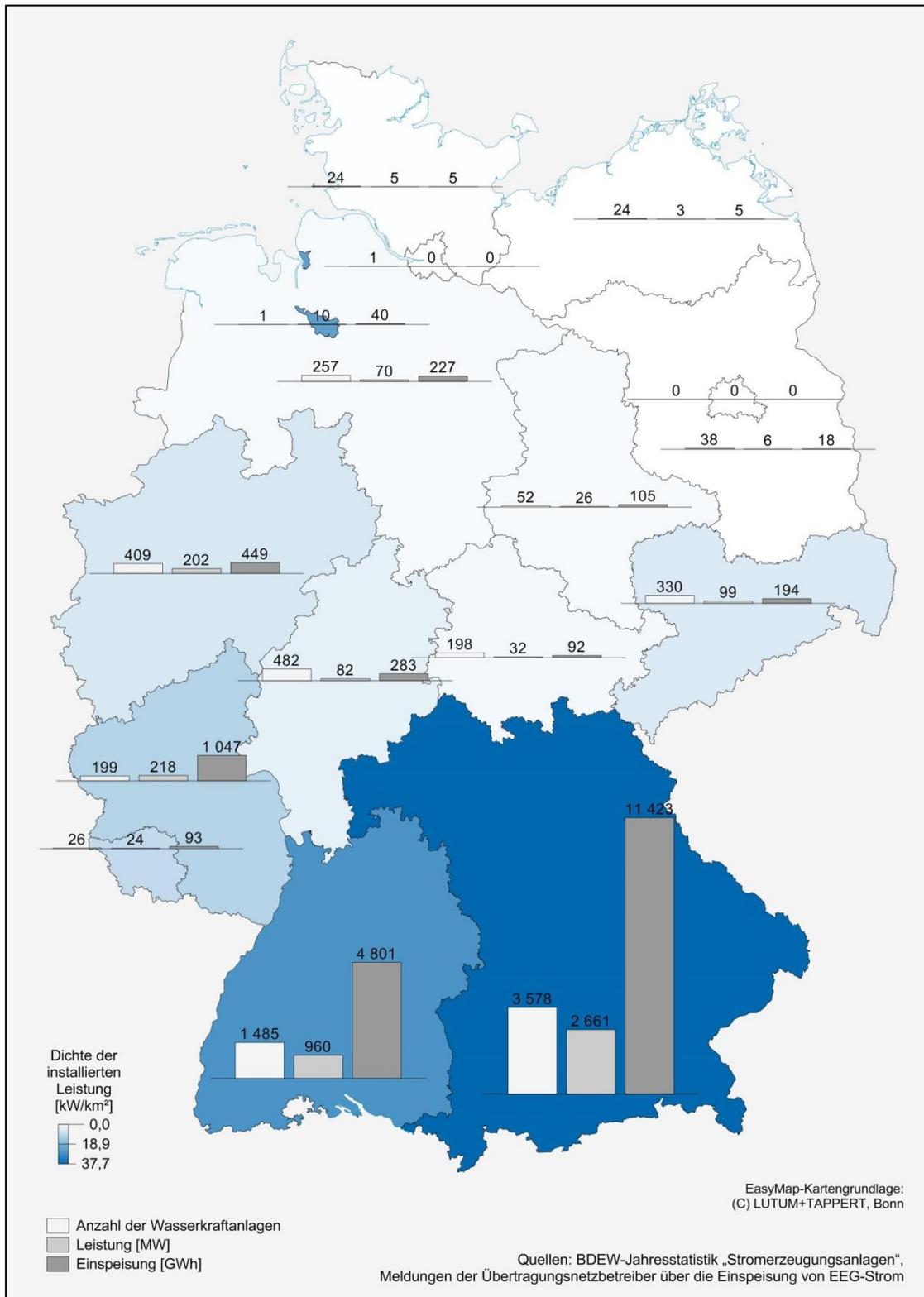
---

<sup>3</sup> Vgl. BDEW (2015): „Handlungsempfehlungen zu § 24 EEG 2014“.

deutschen Flachland die Windenergie aufgrund des besseren und stetigeren Windangebots stärker verbreitet ist. Die höhere Sonnenintensität sowie die höhere Anzahl der Sonnenstunden begünstigt die Nutzung der Photovoltaik im Süden Deutschlands, aber auch die Verfügbarkeit von Dachflächen spielt eine Rolle, wie die relativ hohe Flächendichte im dicht besiedelten Nordrhein-Westfalen zeigt. Bei der Nutzung der Biomasse, die die Verstromung von fester Biomasse (Restholz, Altholz etc.), flüssiger Biomasse – also die Verstromung von aus Biomasse hergestellten Brennstoffen – sowie gasförmige Biomasse (Biogasanlagen zur Stromerzeugung) umfasst, ist eine relativ gleichmäßige Verteilung über Deutschland zu erkennen, da die Verfügbarkeit von land- und forstwirtschaftlichen Flächen ein entscheidendes Kriterium ist. Die hohe Nutzungsintensität der Biomasse in den Stadtstaaten Hamburg und Berlin resultiert daraus, dass dort zwar die Anlagen zur Verstromung der Biomasse stehen, die Brennstoffversorgung jedoch aus dem Umland erfolgt.

Eine weitere wichtige Kenngröße für die Nutzbarkeit einer Energiequelle ist die Anzahl der Jahresvolllaststunden (Abb. 23, Abb. 25, Abb. 27). Diese gibt an, in wie vielen Stunden eine Anlage ihre Jahresstromerzeugung erbracht hätte, wenn sie ständig ihre maximale Leistung erbringen würde. Auch wenn Wind- oder Photovoltaikanlagen fast ganzjährig in Betrieb sind, liegt die durchschnittliche Leistung je nach Sonnen- oder Windangebot die meiste Zeit deutlich unterhalb der maximal möglichen Leistung. Durch die Jahresvolllaststunden werden somit unterschiedliche Energiequellen, Anlagentypen und unterschiedliche Standorte bezüglich ihrer Effektivität vergleichbar. So zeigen die höheren Jahresvolllaststunden der Windenergie in Norddeutschland vor allem die bessere Windausbeute in den Küstenregionen. Bei der Photovoltaik resultieren unterschiedliche Jahresvolllaststunden aus Unterschieden der Sonnenintensität und Sonnenscheinstunden, aber auch aus dem Durchschnittsalter der installierten Anlagen und ihrem Wirkungsgrad. Die dargestellten Jahresvolllaststunden sind Durchschnittswerte für die einzelnen Bundesländer, aber auch innerhalb der Bundesländer kann es je nach Standort deutliche Unterschiede geben. Die Unterschiede bei den Jahresvolllaststunden der Biomasse-Anlagen sind eine Folge der regional unterschiedlichen Anteile von Biogasanlagen zur Stromerzeugung und Holzkraftwerken (Festbrennstoffe). Gebiete mit einem hohen Anteil an Biogasanlagen weisen tendenziell höhere Jahresvolllaststunden auf, da Biogas sehr stetig und gleichmäßig zur Verfügung steht. Unterschiede in der Ausnutzung bei Biogasanlagen können weiterhin daher rühren, ob eher Energiepflanzen oder tierische Exkremente eingesetzt werden. Bundesländer mit einem höheren Anteil an Holzkraftwerken weisen tendenziell geringere Jahresvolllaststunden auf, da hier die Brennstoffversorgung saisonal stärker schwankt oder der Brennstoffeinsatz durch Schwankungen der Brennstoffpreise mitbestimmt wird.

Abb. 21: Nutzung der Wasserkraft<sup>4</sup> 2014



<sup>4</sup> Bei der Stromerzeugung aus Pumpspeicherwerken mit natürlichem Zufluss sind nur die erzeugten Strommengen aus natürlichem Zufluss enthalten.

Abb. 22: Nutzung der Windenergie 2014: Anzahl, Leistung, Erzeugung

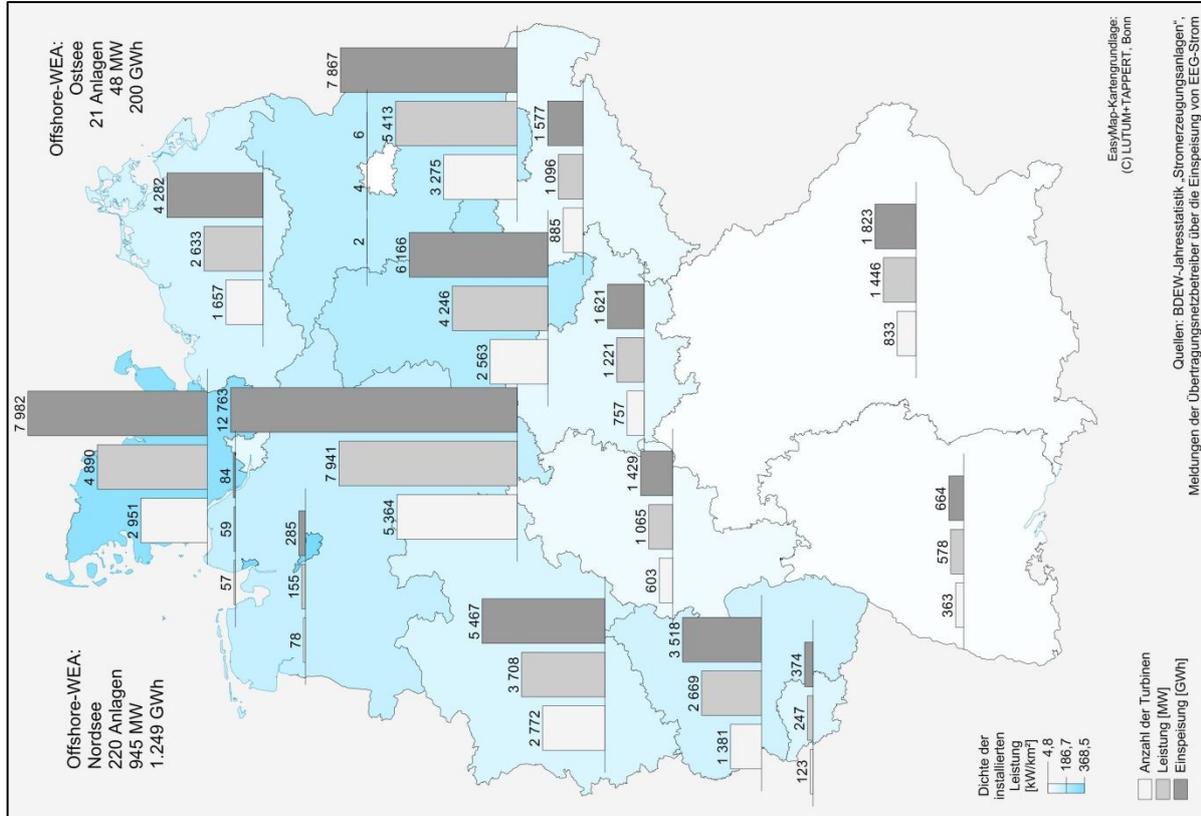


Abb. 23: Nutzung der Windenergie 2014: Jahresvolllaststunden

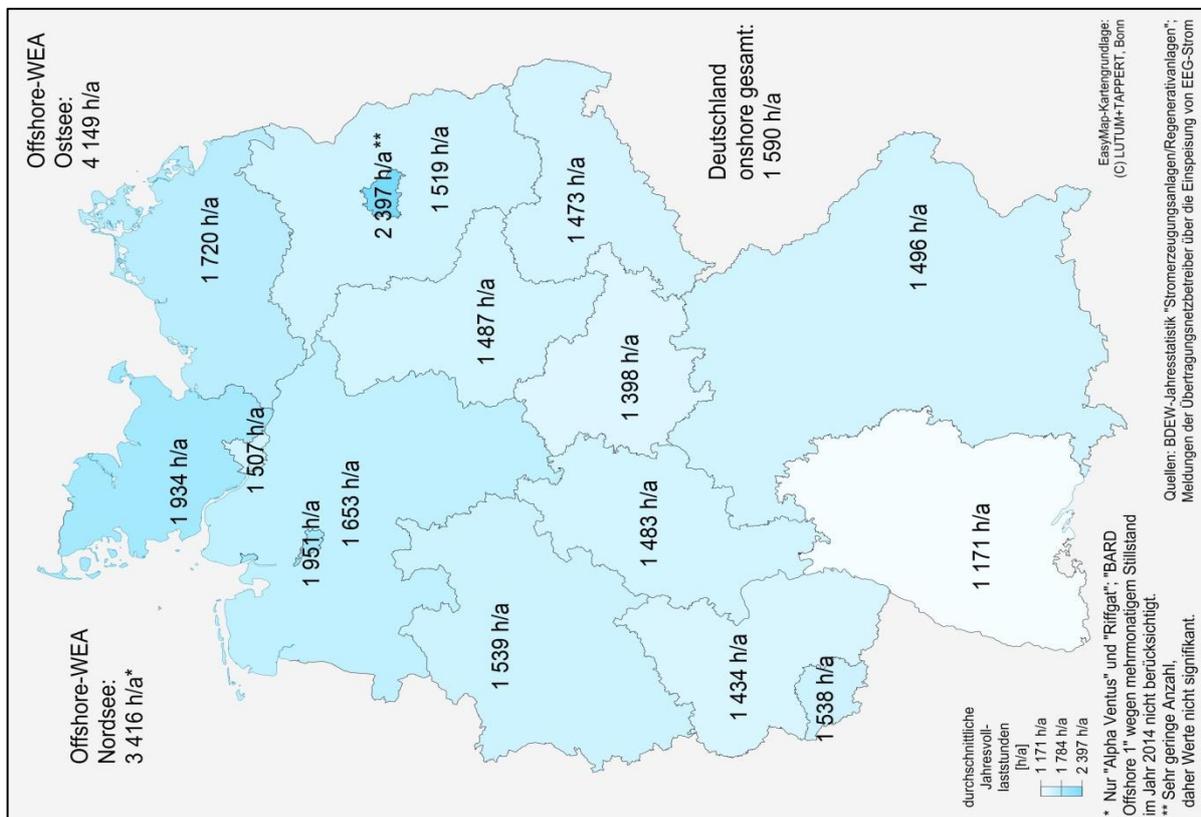


Abb. 24: Nutzung der Photovoltaik 2014: Anzahl, Leistung, Erzeugung

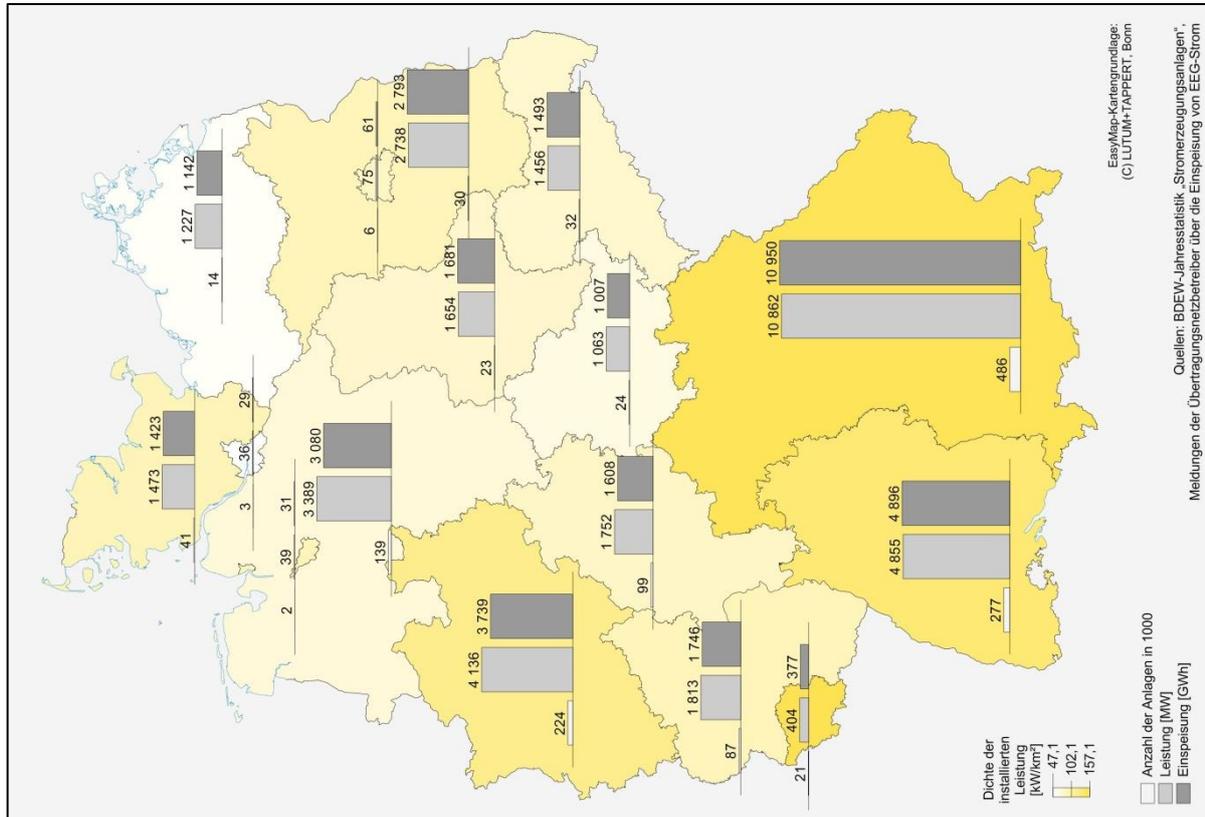


Abb. 25: Nutzung der Photovoltaik 2014: Jahresvolllaststunden

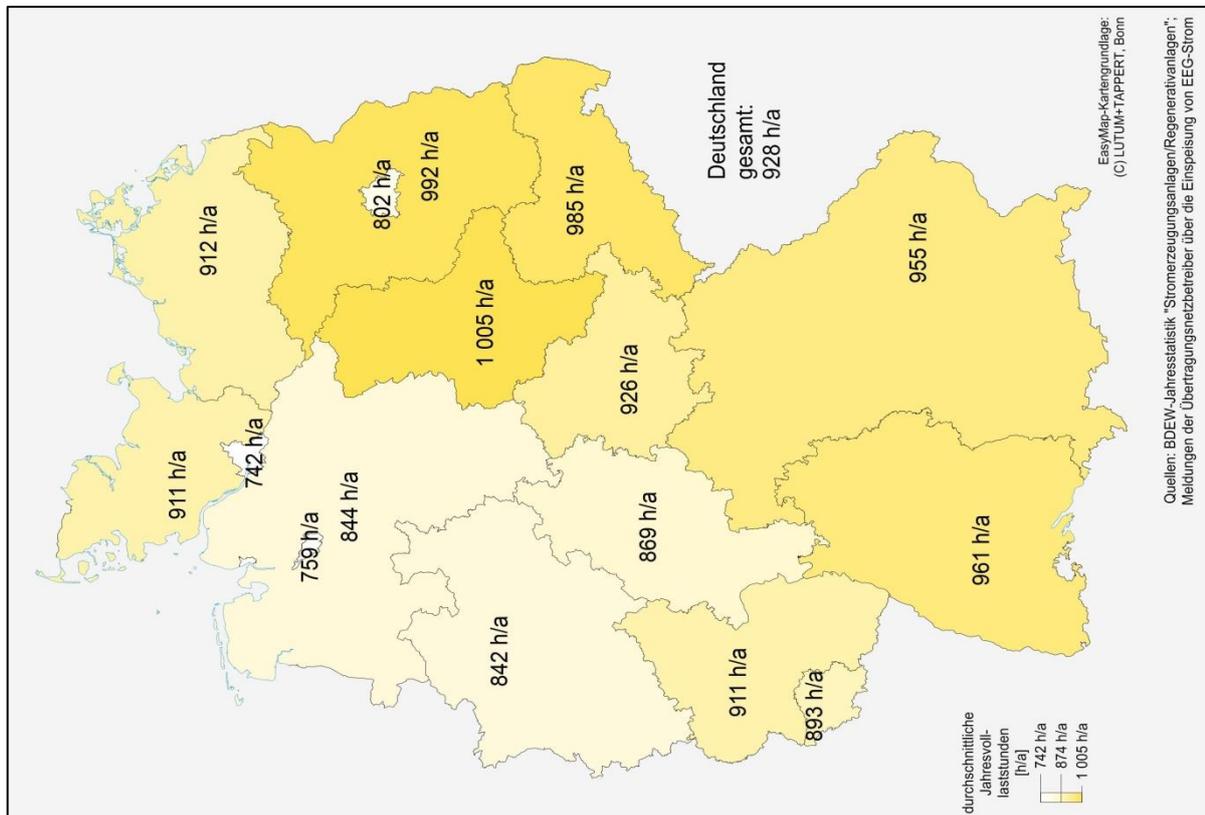


Abb. 26: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2014: Anzahl, Leistung, Erzeugung

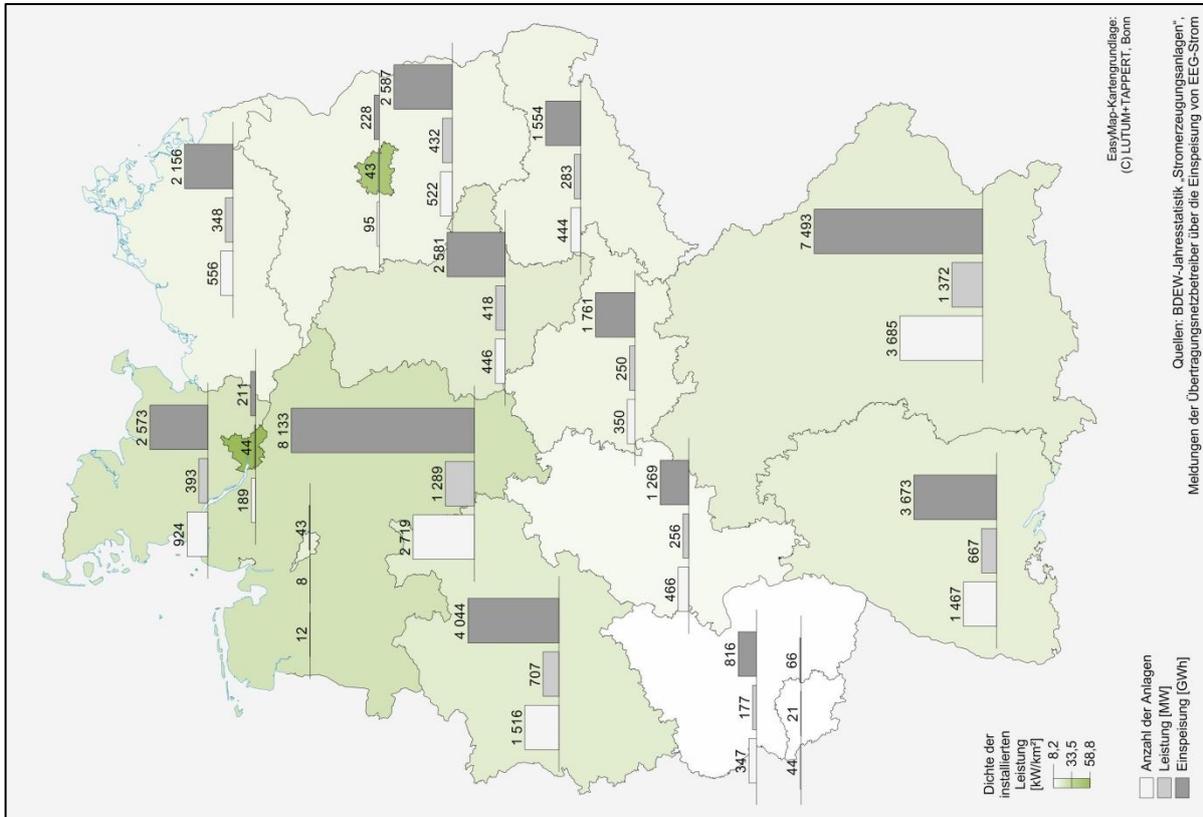


Abb. 27: Nutzung der Biomasse zur Verstromung 2014: Jahresvolllaststunden

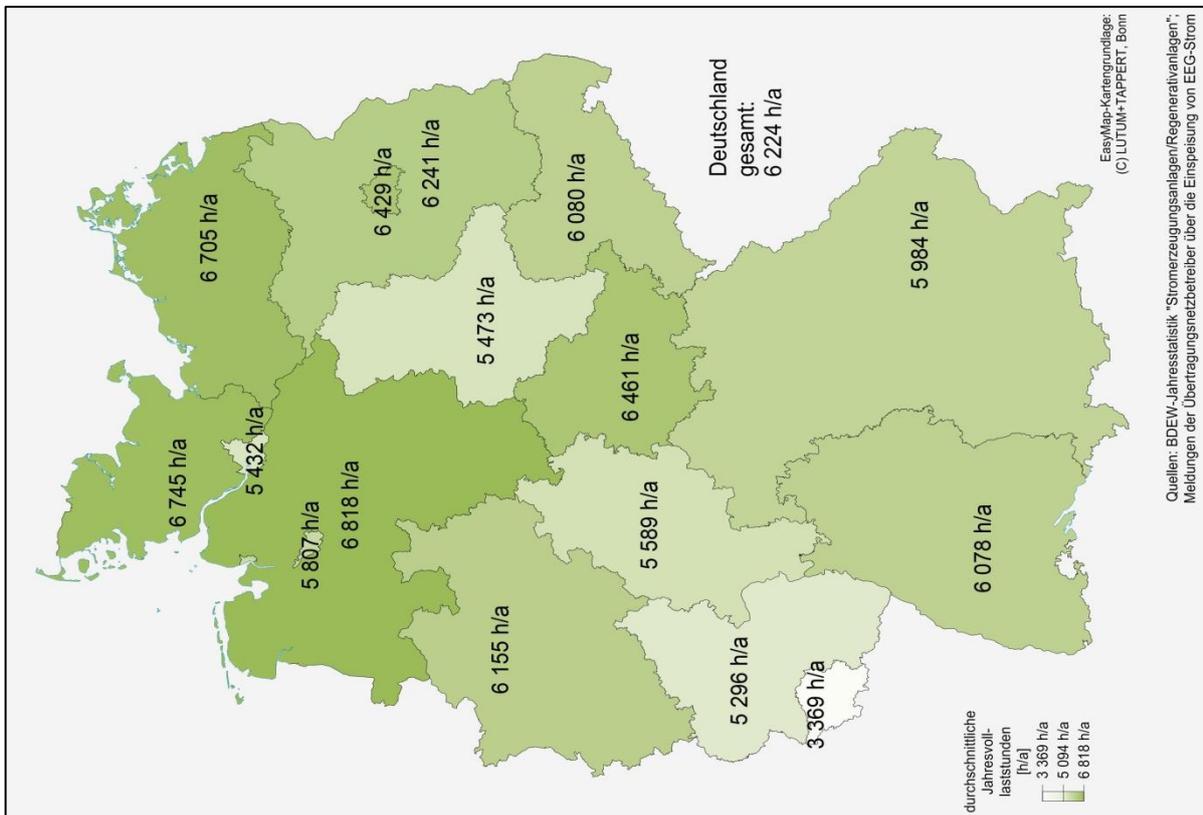
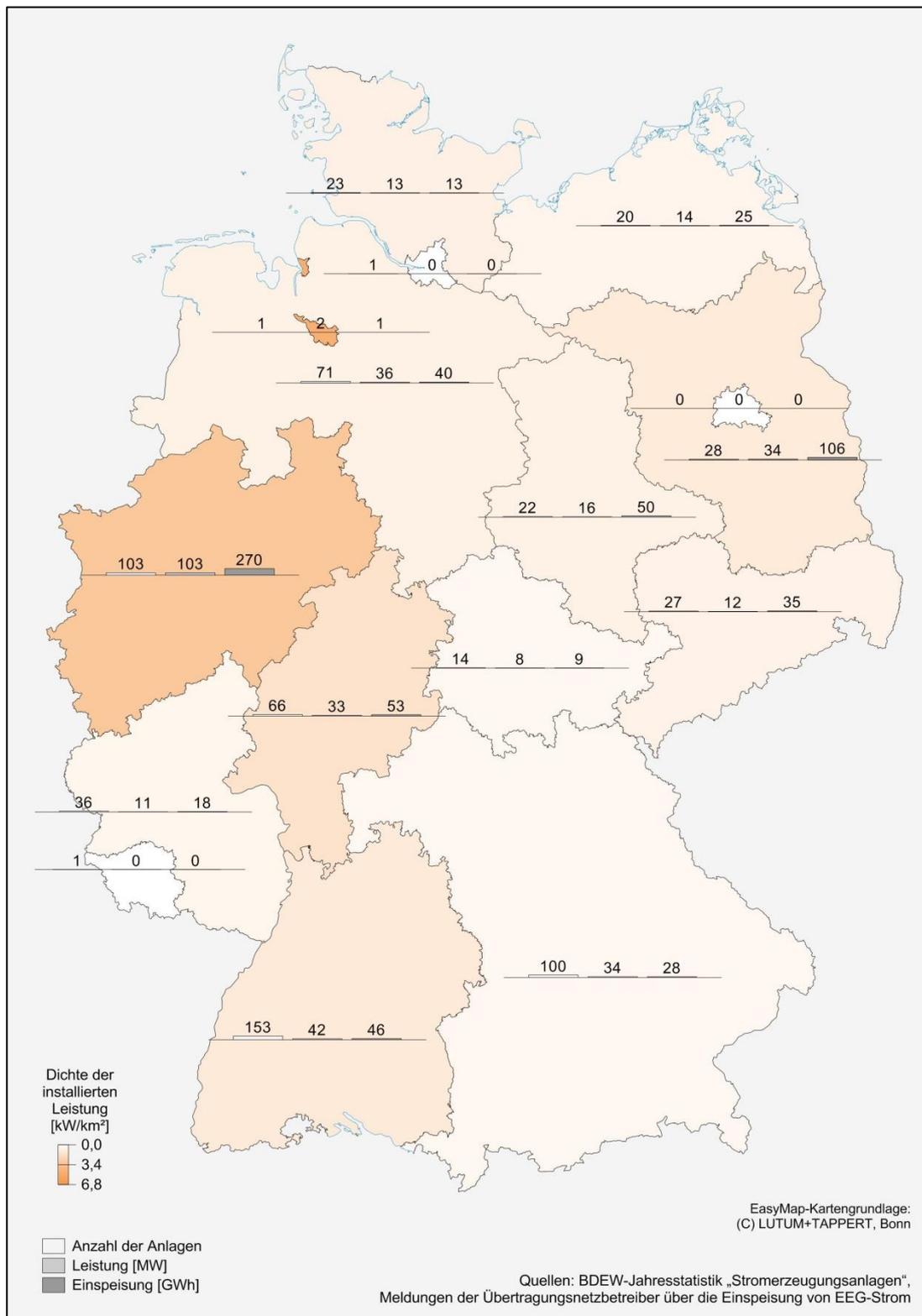


Abb. 28: Nutzung von Klär- und Deponiegas zur Verstromung 2014



Im Gegensatz zu den kartografischen Abbildungen, in denen die Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung insgesamt – also auch nicht über das EEG geförderte Anlagen – dargestellt sind, zeigt die Tabelle 3 die Anlagenzahl und die installierte Leistung der förderfähigen EEG-Anlagen sowie ihre Stromerzeugung für das Jahr 2014. Die Stromerzeugung ist dabei zusätzlich unterteilt in Erzeugung im Rahmen der gesetzlich garantierten Vergütung (nach §16 EEG 2012 bzw. §11 (1) S.2 EEG 2014) sowie Mengen in den einzelnen Vermarktungsoptionen des EEG, also dem Marktprämienmodell (MPM), dem teilweise im Jahr 2014 noch anwendbaren Grünstromprivileg (GSP) sowie der sonstigen Direktvermarktung. Ergänzend sind die EEG-Auszahlungen für die jeweiligen Kategorien aufgeführt. Für die sonstige Direktvermarktung sind keine monetären Zahlungen dargestellt, weil Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung nur bilateral vom Abnehmer des Stroms Geld erhalten und nicht durch das EEG gefördert werden. Dennoch werden diese Mengen in der EEG-Systematik erfasst, da es sich um Strom aus prinzipiell EEG-förderfähigen Anlagen handelt.

Des Weiteren sind die Erzeugungsmengen und Vergütungen im Rahmen des vergüteten Selbstverbrauchs aus Photovoltaikanlagen aufgeführt. Eine Vergütung für den Selbstverbrauch aus Photovoltaikanlagen kann für Anlagen beansprucht werden, die zwischen dem 01.01.2009 und dem 31.03.2012 in Betrieb genommen wurden bzw. zum 24.02.2012 bereits ein Netzanschlussbegehren beantragt hatten. Selbstverbrauch aus jüngeren Anlagen wird nicht vergütet, ist daher an dieser Stelle auch nicht erfasst und in den dargestellten Mengen nicht enthalten. Selbstverbrauch aus älteren Anlagen ist zwar prinzipiell möglich, aus ökonomischen Gründen aber vernachlässigbar, da die Einspeisevergütung vor 2009 deutlich über dem aktuellen Strompreisniveau liegt und daher die Netzeinspeisung dem Selbstverbrauch aus wirtschaftlichen Gründen immer vorzuziehen ist. Letztlich zeigt Tabelle 3 noch die Zahlungen im Rahmen der Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen sowie die vermiedenen Netzentgelte. Eine Aufteilung der Anlagenanzahl und Anlagenleistung auf die einzelnen Vermarktungsoptionen ist nicht möglich, da die überwiegende Mehrzahl der Anlagenbetreiber nicht an eine Vermarktungsoption gebunden sind, sondern jeweils monatlich in eine andere Vermarktungsoption wechseln oder ins System der Festvergütung zurückkehren können. Mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für bestimmte Anlagen seit 2015 wird diese Möglichkeit zwar eingeschränkt, bleibt aber für Kleinanlagen auch zukünftig bestehen.

*Tab. 4: Anzahl und installierte Leistung der EEG-geförderten Anlagen sowie EEG-geförderte Stromerzeugung und EEG-Auszahlungen 2014 nach Bundesländern*

Bundesland	Energieträger	Anlagenzahl	Leistung [MW]	Strommengen EEG-fähiger Anlagen gesamt [GWh]	davon					Auszahlungen insgesamt [Mio. EUR]	davon			VNNE [Mio. EUR]
					EEG-Einspeisemengen nach § 16 EEG [GWh]	direkt-vermarktete Strommenge MPM [GWh]	vermarktete Strommenge GSP [GWh]	sonstige direkt-vermarktete Strommengen [GWh]	selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG 2012 i.V.m. § 100 (1) EEG 2014 [GWh]		EEG-Vergütung nach § 16 EEG [Mio. EUR]	für selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG 2012 i.V.m. § 100 (1) EEG 2014 [Mio. EUR]	Marktprämie [Mio. EUR]	
Baden-Württemberg	Wasser	1.398	374	1.745,0	505,9	893,4	332,9	12,9	87,20	52,85	34,35	0,12	9,77	
	Deponiegas	43	16	22,2	19,7	2,6	0,0	0,0	1,68	1,56	0,12	0,12	0,19	
	Klärgas	53	16	22,8	20,3	2,1	0,0	0,4	1,64	1,54	0,10	0,10	0,13	
	Biomasse	1.460	657	3.668,9	1.539,6	2.129,3	0,0	0,0	590,09	317,10	271,07	1,92	26,91	
	Geothermie	1	1	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,12	0,12	0,00	0,00	0,00	
	Wind onshore	363	578	664,0	244,7	417,2	0,0	2,1	50,11	21,72	28,39	4,38	4,38	
	Solar	277.096	4.855	4.567,2	4.223,0	238,8	0,0	0,1	105,3	1.536,39	30,38	53,88	23,35	
<b>Gesamt</b>	<b>280.414</b>	<b>6.496</b>	<b>10.690,8</b>	<b>6.553,8</b>	<b>3.683,3</b>	<b>332,9</b>	<b>15,4</b>	<b>105,3</b>	<b>1.931,28</b>	<b>30,38</b>	<b>387,90</b>	<b>1,92</b>	<b>64,74</b>	
Bayern	Wasser	3.417	599	2.489,0	1.156,0	1.243,6	76,5	12,9	200,52	120,88	79,65	0,00	18,90	
	Deponiegas	35	12	13,0	11,8	1,1	0,0	0,0	0,97	0,92	0,05	0,05	0,11	
	Klärgas	57	18	14,5	13,1	0,7	0,0	0,8	1,01	0,98	0,04	0,04	0,08	
	Biomasse	3.653	1.340	7.476,5	3.379,9	4.092,3	0,0	4,3	1.346,52	718,91	622,55	5,05	69,83	
	Geothermie	5	25	73,7	49,2	24,5	0,0	0,0	17,52	12,13	5,39	1,24	1,24	
	Wind onshore	833	1.446	1.822,6	479,0	1.337,5	0,0	6,2	138,64	43,81	94,83	10,88	10,88	
	Solar	485.874	10.962	10.290,7	9.046,1	985,2	4,2	1,8	3.392,22	3.169,43	73,13	223,79	39,07	
<b>Gesamt</b>	<b>493.874</b>	<b>14.303</b>	<b>22.180,0</b>	<b>14.135,1</b>	<b>7.684,8</b>	<b>80,7</b>	<b>25,9</b>	<b>5.097,40</b>	<b>4.066,05</b>	<b>73,13</b>	<b>1.026,30</b>	<b>5,05</b>	<b>141,01</b>	
Berlin	Biomasse	95	43	227,9	44,7	183,1	0,0	0,0	24,38	8,43	15,90	0,06	2,13	
	Wind onshore	2	4	5,9	5,9	0,0	0,0	0,0	0,39	0,00	0,39	0,00	0,11	
	Solar	5.593	75	56,6	51,9	1,9	0,0	0,0	17,96	17,47	0,49	0,00	0,82	
	<b>Gesamt</b>	<b>5.690</b>	<b>122</b>	<b>290,3</b>	<b>96,6</b>	<b>190,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>42,73</b>	<b>25,90</b>	<b>0,82</b>	<b>16,78</b>	<b>0,06</b>	<b>3,06</b>
	Brandenburg	Wasser	37	5	18,4	15,6	2,8	0,0	0,0	1,86	1,73	0,13	0,13	0,24
		Deponiegas	20	30	87,4	34,8	34,2	18,3	0,0	3,91	2,51	1,40	1,01	0,08
		Klärgas	3	2	7,0	0,7	3,7	2,5	0,0	0,22	0,06	0,16	0,16	0,08
Biomasse		519	417	2.484,8	576,7	1.908,2	0,0	0,0	357,78	112,47	244,92	0,38	27,13	
Wind onshore		3.275	5.413	7.867,3	828,2	6.980,0	0,3	58,9	569,35	75,95	493,40	30,02	30,02	
Solar		29.699	2.738	2.654,7	1.520,6	1.111,5	1,5	1,1	574,97	370,36	204,61	14,86	14,86	
<b>Gesamt</b>		<b>33.553</b>	<b>8.605</b>	<b>13.119,6</b>	<b>2.976,6</b>	<b>10.040,3</b>	<b>22,7</b>	<b>60,0</b>	<b>1.508,08</b>	<b>563,07</b>	<b>5,85</b>	<b>944,62</b>	<b>0,38</b>	<b>73,34</b>
Bremen	Wasser	1	10	39,7	15,7	3,5	10,8	9,8	1,10	0,99	0,12	0,12	0,28	
	Deponiegas	1	2	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,04	0,04	0,00	0,00	0,01	
	Biomasse	12	7	43,3	2,0	41,3	0,0	0,0	6,27	0,47	5,81	0,00	0,51	
	Wind onshore	78	155	285,3	57,2	228,0	0,0	0,0	21,30	5,36	15,94	2,16	2,16	
	Solar	1.829	39	28,6	25,3	1,3	0,0	0,0	8,27	7,91	0,36	0,36	0,38	
	<b>Gesamt</b>	<b>1.921</b>	<b>213</b>	<b>397,9</b>	<b>100,8</b>	<b>274,1</b>	<b>10,8</b>	<b>9,8</b>	<b>37,00</b>	<b>14,77</b>	<b>0,57</b>	<b>22,23</b>	<b>0,00</b>	<b>3,33</b>
	Hamburg	Wasser	1	0,1	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,04	0,00	0,04	0,04	0,01
Deponiegas		1	0,2	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	
Biomasse		185	43	211,4	20,2	191,2	0,0	0,0	22,83	3,82	18,87	0,14	2,13	
Wind onshore		57	59	84,3	10,5	73,8	0,0	0,0	6,20	0,97	5,23	0,86	0,86	
Solar		2.742	36	27,7	22,6	3,1	0,0	0,0	8,49	7,75	0,74	0,31	0,31	
<b>Gesamt</b>		<b>2.986</b>	<b>137</b>	<b>324,2</b>	<b>53,7</b>	<b>268,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>37,59</b>	<b>12,57</b>	<b>0,57</b>	<b>24,88</b>	<b>0,14</b>	<b>3,31</b>
Hessen		Wasser	479	63	238,2	156,5	78,2	2,8	0,6	18,87	14,22	4,65	1,38	1,38
	Deponiegas	41	23	44,6	14,2	20,6	0,0	9,8	2,05	1,10	0,95	0,24	0,24	
	Klärgas	21	7	4,6	4,4	0,0	0,0	0,1	0,31	0,31	0,00	0,00	0,01	
	Biomasse	461	243	1.233,7	371,6	862,1	0,0	0,0	185,70	73,45	111,57	0,68	9,28	
	Wind onshore	603	1.065	1.428,6	395,2	1.033,4	0,0	0,0	110,93	36,83	74,10	9,22	9,22	
	Solar	99.088	1.752	1.511,4	1.362,8	94,9	0,0	0,0	482,82	467,50	15,82	15,32	10,43	
	<b>Gesamt</b>	<b>100.693</b>	<b>3.154</b>	<b>4.461,0</b>	<b>2.304,8</b>	<b>2.089,2</b>	<b>2,8</b>	<b>10,5</b>	<b>800,67</b>	<b>593,41</b>	<b>15,82</b>	<b>206,58</b>	<b>0,68</b>	<b>30,56</b>

Bundesland	Energieträger	Anlagenzahl	Leistung [MW]	Strommengen EEG-fähiger Anlagen gesamt [GWh]	davon					Auszahlungen insgesamt [Mio. EUR]	davon				vNNe [Mio. EUR]
					EEG-Einspeisemengen nach § 16 EEG [GWh]	direktvermarktete Strommenge MPM [GWh]	direktvermarktete Strommenge GSP [GWh]	sonstige direktvermarktete Strommenge [GWh]	selbst verbrauchte Strommenge nach § 33 (2) i.V.m. § 100 (1) EEG 2014 [GWh]		EEG-Vergütung nach § 16 EEG [Mio. EUR]	für selbst verbrauchte Strommenge nach § 33 (2) EEG 2012 i.V.m. § 100 (1) EEG 2014 [Mio. EUR]	Marktprämie [Mio. EUR]	Flexibilitätsprämie [Mio. EUR]	
<b>Stand 31.12.2014</b>															
<b>Mecklenburg-Vorpommern</b>	Wasser	24	3	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,56	0,56	0,00	0,00	0,12	
	Deponiegas	13	10	20,9	3,0	17,9	0,0	0,0	0,0	0,97	0,97	0,74	0,74	0,26	
	Klärgas	1	1	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00	0,02	
	Biomasse	556	346	2.156,4	509,9	1.646,4	0,0	0,0	0,0	368,78	102,38	265,44	0,96	25,02	
	Wind onshore	1.657	2.633	4.282,4	550,7	3.718,7	12,9	0,0	0,0	314,11	50,75	263,35	0,00	22,18	
	Solar	13.989	1.227	1.078,3	608,3	459,3	0,0	0,0	0,0	227,77	149,14	78,62	0,00	11,46	
	<b>Gesamt</b>	<b>16.240</b>	<b>4.220</b>	<b>7.544,6</b>	<b>1.678,5</b>	<b>5.842,4</b>	<b>12,9</b>	<b>0,0</b>	<b>10,7</b>	<b>912,28</b>	<b>303,16</b>	<b>608,16</b>	<b>0,96</b>	<b>59,06</b>	
<b>Niedersachsen</b>	Wasser	242	56	195,2	88,4	99,0	6,5	1,3	0,0	15,43	9,54	5,89	0,00	1,53	
	Deponiegas	33	20	31,9	24,6	7,3	0,0	0,0	0,0	2,20	1,86	0,35	0,00	0,25	
	Klärgas	22	11	5,9	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,45	0,45	0,00	0,00	0,03	
	Biomasse	2.675	1.266	8.133,2	2.480,4	5.652,8	0,0	0,0	0,0	1.463,53	529,37	930,26	3,90	51,24	
	Wind onshore	5.364	7.941	12.762,9	1.104,6	11.410,8	145,3	102,2	0,0	905,79	100,91	804,87	0,00	35,18	
	Solar	138.859	3.388	2.873,9	2.480,9	272,1	0,0	0,0	0,0	867,91	817,07	50,84	0,00	24,87	
	<b>Gesamt</b>	<b>147.195</b>	<b>12.683</b>	<b>24.003,0</b>	<b>6.184,9</b>	<b>17.442,0</b>	<b>151,8</b>	<b>103,5</b>	<b>120,9</b>	<b>3.255,31</b>	<b>1.459,20</b>	<b>1.792,21</b>	<b>3,90</b>	<b>113,11</b>	
<b>Nordrhein-Westfalen</b>	Wasser	402	125	323,9	143,8	169,9	0,2	9,9	0,0	24,65	15,07	9,58	0,00	1,83	
	Deponiegas	68	50	89,8	63,5	26,3	0,0	0,0	0,0	4,76	2,05	2,71	0,00	0,51	
	Klärgas	32	19	18,8	17,8	0,5	0,0	0,5	0,0	1,33	1,30	0,02	0,00	0,09	
	Grubengas	68	187	822,9	369,0	453,8	0,0	0,0	0,0	42,20	25,09	17,11	0,00	4,10	
	Biomasse	1.500	704	4.043,5	1.087,7	2.955,7	0,0	0,0	0,0	624,66	225,73	396,80	2,13	23,38	
	Wind onshore	2.772	3.708	5.466,9	941,3	4.522,1	1,6	1,9	0,0	403,49	86,13	317,36	0,00	24,79	
	Solar	223.928	4.136	3.477,9	3.185,8	136,1	0,0	0,1	155,9	1.108,21	1.079,56	28,65	0,00	21,10	
	<b>Gesamt</b>	<b>228.770</b>	<b>8.929</b>	<b>14.243,7</b>	<b>5.771,8</b>	<b>8.301,7</b>	<b>1,8</b>	<b>12,4</b>	<b>155,9</b>	<b>2.209,29</b>	<b>1.434,93</b>	<b>772,23</b>	<b>2,13</b>	<b>75,79</b>	
<b>Rheinland-Pfalz</b>	Wasser	199	40	147,2	38,8	108,1	0,0	0,3	0,0	8,82	3,80	5,02	0,00	0,88	
	Deponiegas	25	9	17,5	17,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,34	1,34	0,00	0,00	0,15	
	Klärgas	6	1	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	0,03	0,00	0,00	0,01	
	Biomasse	339	162	816,1	281,0	535,0	0,0	0,0	0,0	122,33	53,00	68,97	0,36	4,56	
	Geothermie	2	8	23,8	3,5	20,3	0,0	0,0	0,0	5,17	0,72	4,45	0,00	0,17	
	Wind onshore	1.381	2.669	3.518,0	367,7	3.149,6	0,0	0,7	0,0	257,97	33,11	224,85	0,00	17,06	
	Solar	87.483	1.813	1.637,5	1.394,2	193,5	0,0	0,0	49,8	500,32	456,31	44,01	0,00	9,49	
	<b>Gesamt</b>	<b>89.435</b>	<b>4.702</b>	<b>6.160,3</b>	<b>2.103,0</b>	<b>4.006,5</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>	<b>49,8</b>	<b>895,98</b>	<b>548,31</b>	<b>347,31</b>	<b>0,36</b>	<b>32,32</b>	
<b>Saarland</b>	Wasser	22	11	43,7	10,0	33,7	0,0	0,0	0,0	2,38	1,04	1,34	0,00	0,27	
	Grubengas	7	54	316,7	0,3	316,4	0,0	0,0	0,0	11,71	0,02	11,69	0,00	1,52	
	Biomasse	40	19	64,1	22,8	41,3	0,0	0,0	0,0	11,17	4,71	6,15	0,31	0,51	
	Wind onshore	123	247	373,7	46,1	327,6	0,0	0,0	0,0	26,94	4,07	22,86	0,00	1,24	
	Solar	21.126	404	355,0	278,2	65,9	0,0	0,0	10,9	101,50	89,64	11,87	0,00	0,92	
	<b>Gesamt</b>	<b>21.318</b>	<b>734</b>	<b>1.153,3</b>	<b>357,6</b>	<b>784,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>10,9</b>	<b>153,71</b>	<b>99,49</b>	<b>53,91</b>	<b>0,31</b>	<b>4,47</b>	
<b>Sachsen</b>	Wasser	312	88	194,1	162,2	32,0	0,0	0,0	0,0	20,42	17,93	2,49	0,00	1,58	
	Deponiegas	22	11	33,1	8,2	20,4	4,5	0,0	0,0	1,55	0,65	0,90	0,00	0,32	
	Klärgas	3	1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	
	Biomasse	444	283	1.554,0	696,4	857,6	0,0	0,0	0,0	253,83	136,09	117,13	0,61	13,91	
	Wind onshore	885	1.096	1.576,8	356,6	1.193,0	17,1	10,2	0,0	114,94	32,14	82,80	0,00	8,95	
	Solar	32.223	1.456	1.422,1	825,8	574,0	0,0	0,0	22,4	356,42	242,16	114,26	0,00	9,83	
	<b>Gesamt</b>	<b>33.889</b>	<b>2.936</b>	<b>4.780,3</b>	<b>2.049,2</b>	<b>2.877,0</b>	<b>21,6</b>	<b>10,2</b>	<b>22,4</b>	<b>747,17</b>	<b>428,99</b>	<b>317,58</b>	<b>0,61</b>	<b>34,58</b>	

Bundesland	Energieträger	Anlagenzahl		Leistung [MW]	Strommengen EEG-fähiger Anlagen gesamt [GWh]	davon					Auszahlungen insgesamt [Mio. EUR]			davon			vVNe [Mio. EUR]
		Stand 31.12.2014	2014			EEG-Einspeisemengen nach § 16 EEG [GWh]	direkt-vermarktete Strommenge MPM [GWh]	direkt-vermarktete Strommenge GSP [GWh]	sonstige direkt-vermarktete Strommengen [GWh]	selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG 2012 i.V.m. § 100 (1) EEG 2014 [GWh]	insgesamt	EEG-Vergütung nach § 16 EEG [Mio. EUR]	für selbst verbrauchte Strommengen nach § 33 (2) EEG 2012 i.V.m. § 100 (1) EEG 2014 [Mio. EUR]	Marktprämie [Mio. EUR]	Flexibilitätsprämie [Mio. EUR]		
																2013	
Sachsen-Anhalt	Wasser	52	26	104,7	74,5	25,3	4,8	0,0	0,0	9,78	7,61	2,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79
	Deponiegas	16	13	48,7	12,8	35,9	0,0	0,0	0,0	2,57	0,99	1,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39
	Klärgas	4	1	1,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	Biomasse	441	415	2.119,7	581,7	1.538,1	0,0	0,0	0,0	307,83	103,79	203,56	0,00	0,00	0,00	0,00	11,75
	Wind onshore	2.563	4.246	6.165,8	386,8	5.777,7	0,0	0,0	1,3	439,57	32,90	406,67	0,00	0,00	0,00	0,00	19,11
	Solar	22.888	1.654	1.595,9	858,2	721,4	0,0	0,0	0,0	358,10	224,14	133,96	0,00	0,00	0,00	0,00	9,64
<b>Gesamt</b>		<b>25.964</b>	<b>6.355</b>	<b>10.037,2</b>	<b>1.915,4</b>	<b>8.098,3</b>	<b>4,8</b>	<b>1,3</b>	<b>1.117,96</b>	<b>369,52</b>	<b>747,95</b>	<b>0,48</b>	<b>0,48</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>41,69</b>	
Schleswig-Holstein	Wasser	24	5	5,2	4,5	0,6	0,0	0,0	0,0	0,56	0,53	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
	Deponiegas	11	9	7,0	4,6	2,4	0,0	0,0	0,0	0,46	0,35	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07
	Klärgas	10	3	3,8	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,28	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08
	Biomasse	921	392	2.573,1	688,8	1.904,3	0,0	0,0	0,0	494,13	142,29	350,37	0,00	0,00	0,00	0,00	29,51
	Wind onshore	2.951	4.890	7.982,2	85,1	6.859,1	288,0	0,0	0,0	565,20	80,23	484,98	0,00	0,00	0,00	0,00	10,97
	Solar	41.104	1.473	1.340,7	1.004,4	302,8	0,0	0,0	0,0	404,77	339,56	65,21	0,00	0,00	0,00	0,00	7,30
<b>Gesamt</b>		<b>45.021</b>	<b>6.773</b>	<b>11.912,0</b>	<b>2.541,3</b>	<b>9.089,1</b>	<b>288,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1.465,41</b>	<b>563,24</b>	<b>900,69</b>	<b>1,48</b>	<b>1,48</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>47,98</b>	
Thüringen	Wasser	198	32	92,2	55,2	35,4	0,0	0,0	0,0	8,82	6,17	2,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65
	Deponiegas	10	5	8,5	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,66	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
	Klärgas	1	0,4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Biomasse	347	247	1.506,8	550,5	956,3	0,0	0,0	0,0	218,12	113,05	104,16	0,00	0,00	0,00	0,00	10,78
	Wind onshore	757	1.221	1.620,9	305,8	1.315,1	0,0	0,0	0,0	121,05	27,98	93,08	0,00	0,00	0,00	0,00	6,93
	Solar	23.843	1.063	954,6	659,5	282,8	0,0	0,0	0,0	230,20	179,32	50,88	0,00	0,00	0,00	0,00	6,53
<b>Gesamt</b>		<b>25.156</b>	<b>2.567</b>	<b>4.183,1</b>	<b>1.579,8</b>	<b>2.589,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1,6</b>	<b>578,86</b>	<b>327,18</b>	<b>250,76</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>24,95</b>	
Nordsee Ostsee	Wind offshore	220	945	1.249,0	150,0	1.099,1	0,0	0,0	0,0	187,91	27,65	160,25	0,00	0,00	0,00	0,35	
	Wind offshore	21	48	200,4	0,0	200,4	0,0	0,0	25,06	0,00	25,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>Gesamt</b>		<b>241</b>	<b>994</b>	<b>1.449,4</b>	<b>150,0</b>	<b>1.299,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>212,97</b>	<b>27,65</b>	<b>185,31</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,35</b>	
Deutschland	Wasser	6.808	1.438	5.641,9	2.432,4	2.725,8	434,5	49,2	401,00	252,91	148,09	0,00	0,00	0,00	0,00	38,28	
	Deponiegas	339	211	425,6	187,0	206,0	22,8	9,8	23,19	14,29	8,90	0,00	0,00	0,00	0,00	3,55	
	Klärgas	213	80	80,7	69,3	7,0	2,5	1,8	5,48	5,16	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,54	
	Grubengas	75	240	1.139,5	369,3	770,2	0,0	0,0	53,91	25,11	28,80	0,00	0,00	0,00	0,00	5,62	
	Biomasse	13.648	6.585	38.313,4	12.814,1	25.495,0	0,0	4,4	6.397,95	2.645,05	3.733,53	19,38	19,38	0,00	0,00	308,58	
	Geothermie	8	34	98,1	53,3	44,8	0,0	0,0	22,81	12,97	9,85	0,00	0,00	0,00	0,00	1,42	
	Wind onshore	23.664	37.370	55.907,7	6.929,7	48.349,5	445,1	183,4	4.045,97	632,87	3.413,11	0,00	0,00	0,00	0,00	204,05	
	Wind offshore	241	994	1.449,4	150,0	1.299,4	0,0	0,0	212,97	27,65	185,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	
	Solar	1.507.364	36.970	33.873,8	27.547,6	5.444,3	5,7	3,1	10.230,22	9.152,73	1.077,49	0,00	0,00	0,00	0,00	191,28	
	<b>Gesamt</b>		<b>1.552.360</b>	<b>83.922</b>	<b>136.930,2</b>	<b>50.552,7</b>	<b>84.342,1</b>	<b>910,7</b>	<b>251,6</b>	<b>21.393,51</b>	<b>12.768,73</b>	<b>8.605,40</b>	<b>19,38</b>	<b>19,38</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>753,65</b>



**Vergütungszahlungen:** Das sind alle Zahlungen an EEG-Anlagenbetreiber gemäß den im EEG festgeschriebenen Vergütungssätzen, die die Anlagenbetreiber von den Netzbetreibern erstattet bekommen. Die Prognoseunsicherheit resultiert einerseits aus der Über- oder Unterschätzung des Zubaus einzelner EEG-Anlagearten und den damit von der Prognose abweichenden erzeugten und vergüteten Strommengen. Andererseits beeinflussen die Witterungsbedingungen, d. h. das Winddargebot, die Anzahl der Sonnenstunden bzw. die Sonnenintensität oder Niederschlagsmengen, die die Erzeugung aus Wasserkraftanlagen mitbestimmen, die Höhe der Vergütungszahlungen.

**Marktprämie:** Anlagenbetreiber, die ihre Stromerzeugung direkt an Dritte vermarkten, haben gemäß § 34 ff EEG 2014 Anspruch auf eine Marktprämie, die verkürzt ausgedrückt der Differenz zwischen dem Markterlös und der sonst zu zahlenden EEG-Vergütung entspricht. Der Markterlös pro vermarkteter Kilowattstunde wird von den Übertragungsnetzbetreibern monatlich für Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und steuerbaren EEG-Anlagen einheitlich ermittelt und für die Auszahlung der Marktprämie zugrunde gelegt. Zusätzlich ist in der Marktprämie eine Managementprämie enthalten, die dafür gewährt wird, dass der Anlagenbetreiber durch die selbsttätige Vermarktung die Vermarktungskosten des Übertragungsnetzbetreibers mindert. Gemäß neuem EEG 2014 gibt es die Managementprämie für Neuanlagen nicht mehr als eigene Rechnungsgröße, sondern ist in die Marktprämie eingepreist und wurde zudem verringert. Die Marktprämie ist so gestaltet, dass sie annähernd kostenneutral im Vergleich zu der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber ist. Die dargestellten Kosten der Marktprämie in Höhe von 12.965 Mio. € (Abb. 29) stellen somit keine Mehrkosten gegenüber der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber dar, sondern sind eine Verlagerung von Kosten aus der gesetzlichen Einspeisevergütung in die Marktprämie.

**PV-Selbstverbrauch:** Betreiber von Photovoltaikanlagen, die ihre Stromerzeugung nicht ins Netz einspeisen, sondern teilweise in unmittelbarer Nähe entweder selbst verbrauchen oder zum Verbrauch Dritte (z. B. Mieter) beliefern, erhalten gemäß § 33 Abs. 2 EEG 2012 i. V. m. §100 Abs. 1 EEG 2014 für den selbstverbrauchten Strom eine geminderte Vergütung, wenn sie zwischen dem 01. Januar 2009 und dem 31. März 2012 in Betrieb genommen wurden oder vor dem 24. Februar 2012 ein Netzanschlussbegehren gestellt haben. Dies ist wirtschaftlich interessant, wenn die geminderte Vergütung zuzüglich der Kosten pro kWh für den ansonsten zu beziehenden Strom die Einspeisevergütung der Anlage übersteigt. Photovoltaikanlagen, die nach dem 01. April 2012 in Betrieb genommen wurden, erhalten für den Selbstverbrauch keine Vergütung mehr, da die Einspeisevergütung in der Regel geringer ist als der Brutto-Endkundenpreis für den Bezug von Strom beim Stromlieferanten, wodurch der Selbstverbrauch auch ohne geminderte Vergütung die wirtschaftlich bessere Alternative darstellt. Nicht selbst verbrauchte Mengen werden weiterhin normal eingespeist und vergütet. Für Photovoltaikanlagen, die vor dem 01. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, ist der Selbstverbrauch keine wirtschaftliche Option, da deren gesetzliche Einspeisevergütung über dem derzeitigen Strompreisniveau für Endkunden liegt und daher die Einspeisung immer die ökonomisch bessere Alternative darstellt.

**Flexibilitätsprämie Biogas:** Die Flexibilitätsprämie gemäß § 52 ff EEG 2014 wird Anlagenbetreibern von Biogasanlagen gewährt, die die Stromerzeugung ihrer Anlage bedarfsorientiert bereitstellen und den Strom dann direkt an Dritte im Rahmen der Marktprämie vermarkten.

**Profilservicekosten, Handelsanbindung, EEG-Bonus:** Diese Kosten fallen bei den Übertragungsnetzbetreibern an und werden über das „EEG-Konto“ verrechnet. Die Profilservicekosten (2016: 131 Mio. €) umfassen sämtliche Kosten, die die Übertragungsnetzbetreiber aufwenden müssen, um den aufgenommenen EEG-Strom für den Spotmarkt handelsfähig zu machen und schließlich zu vermarkten. Hinzu kommen Kosten für die Börsenzulassung und die Handelsanbindung (2016: 3 Mio. €) sowie der EEG-Bonus (2016: 5 Mio. €).

**Vermiedene Netzentgelte:** Vermiedene Netzentgelte entstehen, da der überwiegende Teil der EEG-Anlagen in Nieder- oder Mittelspannungsnetze einspeist und dieser Strom in der Regel auch wieder aus diesen Netzebenen entnommen wird. Somit werden vorgelagerte Netzebenen in der Regel entlastet und weniger beansprucht. Ob dies für alle EEG-Einspeisungen noch der Fall ist, ist fraglich. Vor allem die volatil einspeisenden EEG-Anlagen sorgen zunehmend für eine Belastung der vorgelagerten Netze und erfordern einen zusätzlichen Netzausbau in allen Spannungsebenen. Werden die vorgelagerten Netzebenen geringer beansprucht, entstehen bei den Netzbetreibern sogenannte vermiedene Netzentgelte, die entsprechend in Abzug gebracht werden. Stark verkürzt dargestellt entrichten die Netzbetreiber als Mittler die volle Höhe der Vergütung an die Anlagenbetreiber in ihrem Netzgebiet, erhalten diesen Betrag im Rahmen des Belastungsausgleichs aber gemindert um die vermiedenen Netzentgelte erstattet. Damit fallen zwar keine echten Erlöse auf dem sogenannten „EEG-Konto“ an, die Entlastung der Netze findet aber entsprechend ihrer Wertigkeit Berücksichtigung und mindert dementsprechend auch die von den Verbrauchern in Form der EEG-Umlage zu tragenden Kosten.

**Einnahmen aus Vermarktung:** Diese Einnahmen umfassen die Erlöse durch die Vermarktung der EEG-Strommengen an der Strombörse. Neben der Verpflichtung der Netzbetreiber, die EEG-Mengen aufzunehmen, besteht ebenfalls die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, diese Mengen vollständig im Spotmarkt der Strombörse abzusetzen. Prognoseunsicherheiten entstehen hier, wenn die Vermarktungserlöse geringer oder höher ausfallen, weil der durchschnittliche Erlös pro MWh an der Börse geringer oder höher ausgefallen ist, als der in der Prognose zugrunde gelegte Preis. Gemäß Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) wird für die Prognose der Durchschnittspreis des Börsenprodukts Phelix Baseload Year Future (§ 3 Abs. 2 AusglMechV vom 17.02.2015) für eine Vorperiode herangezogen (für die Prognose 2016 der Zeitraum vom 16.06. bis 15.09.2015). Die Vermarktung erfolgt dann stundenweise am Spotmarkt der Strombörse. Da Preisentwicklungen nur sehr schwer prognostiziert werden können, sind hier Prognoseabweichungen unvermeidlich. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Höhe der prognostizierten Vermarktungserlöse weiter geringer geworden. Dies hat zum einen mit dem gesunkenen Preisniveau an der Strombörse zu tun, aber auch mit einer intensiveren Nutzung der Marktprämie. Durch eigenständige Vermarktung der Stromerzeugung durch die Anlagenbetreiber wird die durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktete Strommenge und damit auch der Vermarktungserlös geringer.

**Einnahmen aus privilegiertem Letztverbrauch:** Im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung gemäß §63 ff EEG 2014 können stromkostenintensive Unternehmen eine Begrenzung der EEG-Umlage beim Bundesamt für Ausfuhrkontrolle beantragen, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit dieser Unternehmen nicht zu gefährden. Diese Unternehmen entrichten je nach Zuordnung eine EEG-Umlage in Höhe von 15 oder 20 Prozent der jeweils aktuell gültigen EEG-Umlage für an einer Abnahmestelle bezogene und dort selbst verbrauchte Strommengen, die über eine GWh hinausgehen. Dies aber nur soweit, dass die spezifische EEG-Umlage eines stromkostenintensiven Unternehmens nicht mehr als das Doppelte des jeweiligen Vorjahres beträgt (sogenanntes Verdoppelungskriterium). Die Übergangsregelung des Verdoppelungskriteriums gilt bis 2018. Damit soll sichergestellt werden, dass sich die betroffenen Unternehmen schrittweise auf die steigenden Belastungen einstellen können. Für die erste GWh Stromverbrauch ist die volle EEG-Umlage zu entrichten (Selbstbehalt). Die Einnahmen aus der auf 15 oder 20 Prozent begrenzten Umlage innerhalb des Verdoppelungskriteriums sowie bei Erreichung des sogenannten „Caps“ betragen gemäß Prognose 244 Mio. € im Jahr 2016 und sind gesondert in den Einnahmen des „EEG-Kontos“ ausgewiesen. Das Aufkommen aus der Entrichtung der anteiligen EEG-Umlage (außerhalb des Verdoppelungskriteriums) sowie der vollen EEG-Umlage (Selbstbehalt für erste verbrauchte GWh) sind darin nicht enthalten, sondern in der Deckungslücke bzw. den Einnahmen aus der EEG-Umlage. Daher entrichten die stromkostenintensiven Unternehmen insgesamt 466,9 Mio. € auf den privilegierten Letztverbrauch zuzüglich 166,5 Mio. € für den nicht-privilegierten Selbsthalt. Damit ergeben sich in Summe Zahlungen in Höhe von 632 Mio. €. Gegenüber 2014, dem letzten Jahr vor der Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung sind die Beiträge der stromkostenintensive Unternehmen zum EEG um 328 Mio. € gestiegen. Tatsächlich wird ihr Beitrag 2016 voraussichtlich höher ausfallen, da für die Abschätzung der genannten Werte im Zuge der Erstellung der EEG-Umlagenprognose für 2016 ein EEG-Umlage von 6,00 ct/kWh angenommen wurde, diese nun aber 6,35 ct/kWh beträgt. Aufgrund der Übergangsregelungen zur Besonderen Ausgleichsregelung im EEG 2014 ist davon auszugehen, dass der Beitrag der privilegierten Letztverbraucher in den kommenden Jahren weiter ansteigen wird.

**Sonstige Erlöse:** Die sonstigen Erlöse umfassen in der Umlagenprognose nur prognostizierte Habenzinsen des „EEG-Kontos“ für das Jahr 2016 in Höhe von 2 Mio. €. Weiterhin sind in dieser Position Einnahmen aus dem Verfahren zur Zuweisung von Anschlusskapazität auf Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See möglich, die 2016 aber nicht anfallen.

**Deckungslücke:** Die Deckungslücke resultiert aus dem Ausgleich des sogenannten „EEG-Kontos“ nach der Saldierung der Kosten und Erlöse. Die Deckungslücke wird auf den prognostizierten nicht-privilegierten Letztverbrauch zuzüglich dem Verbrauchsäquivalent für den Stromverbrauch von Unternehmen mit geminderter EEG-Umlage außerhalb des Verdoppelungskriteriums umgelegt, wodurch sich die Höhe der EEG-Umlage berechnet. Somit wird die Deckungslücke von den Endverbrauchern mit der Zahlung der EEG-Umlage zur Förderung der EEG-Anlagen ausgeglichen. Abweichungen entstehen hier, wenn der Letztverbrauch aufgrund konjunktureller oder witterungsbedingter Einflüsse vom prognostizierten Wert abweicht und in einer Ex-post-Betrachtung das Aufkommen aus der EEG-Umlage für den Ausgleich des „EEG-Kontos“ entweder nicht ausgereicht hat (führt zu einer Nachholung im Folge-

jahr) oder eine Überdeckung erfolgt ist (führt zu einem Übertrag des Überschusses ins Folgejahr).

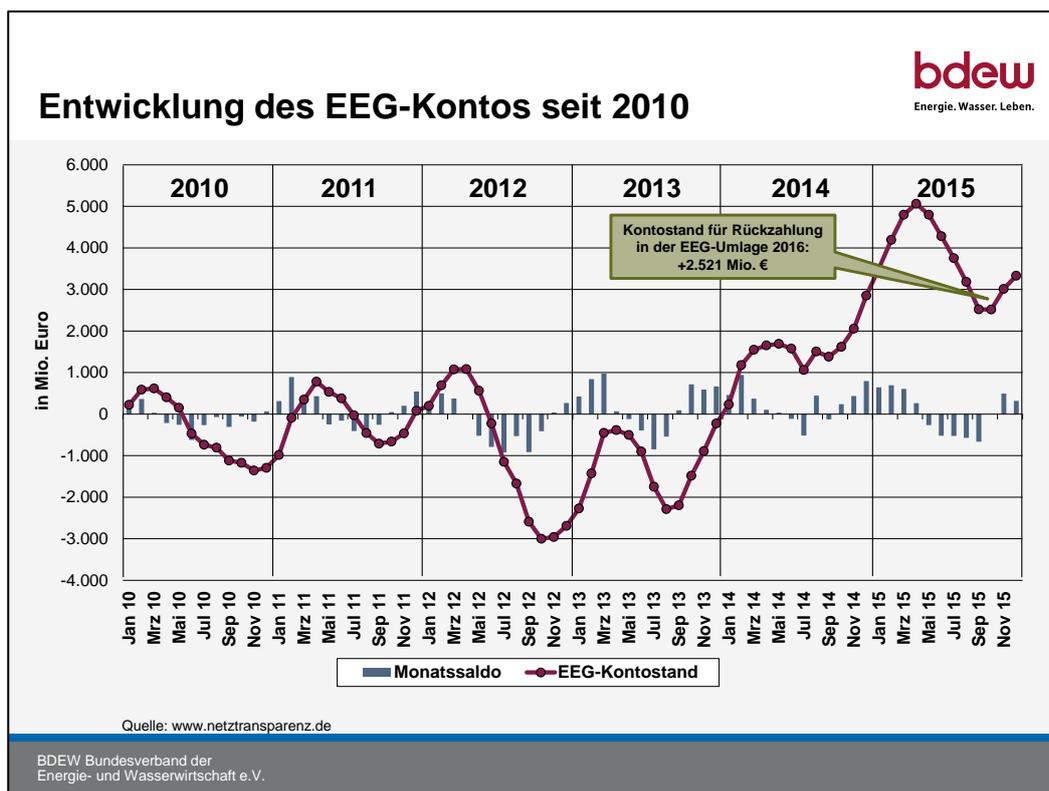
**Nachholung aus dem Vorjahr:** Eine Nachholung dient dem Übertrag eines Minus auf dem „EEG-Konto“ aus dem Vorjahr ins Folgejahr. Zu geringe Zuflüsse innerhalb Jahres führen zu dieser Unterdeckung und müssen im Folgejahr ausgeglichen bzw. nachverrechnet werden, was zu einer zusätzlichen Belastung der EEG-Umlage im Folgejahr führt. Maßgeblich für die Berücksichtigung der Unterdeckung in der EEG-Umlage ist der Kontostand zum 30.09. eines Jahres für die Umlage im Folgejahr. Eine Nachholung entsteht, wenn der Zubau einzelner EEG-Anlagearten unterschätzt wurde, witterungsbedingt mehr EEG-Strom als prognostiziert erzeugt wurde, die Erlöse aus der Vermarktung am Spotmarkt geringer als erwartet ausfallen oder der Letztverbrauch bei EEG-pflichtigen Letztverbrauchern geringer ausfällt. Mit Einführung der Ausgleichsmechanismusverordnung im Jahr 2010 sind zunächst Nachholungen im Folgejahr fällig geworden. Seit 2014 wies das „EEG-Konto“ jeweils zum 30.09. einen positiven Kontostand auf, was zu Rückzahlungen an die Verbraucher in den Jahren 2015 und 2016 geführt hat bzw. führt.

**Rückzahlung aus dem Vorjahr:** Eine Rückzahlung erfolgt, wenn im Vorjahr ein Überschuss im „EEG-Konto“ erzielt wurde, was 2014 erstmalig der Fall war. Dieser Überschuss wird ins Folgejahr übertragen und in Form einer Entlastung der EEG-Umlage im Folgejahr an die Verbraucher verzinst zurückerstattet. Maßgeblich für die Berücksichtigung in der EEG-Umlage ist der Kontostand zum 30.09. eines Jahres für die Umlage im Folgejahr. Daher ist 2016 ein Betrag von 2.521 Mio. € auf der Erlösseite des „EEG-Kontos“ sichtbar, wenngleich es sich dabei um keinen direkten Erlös im Kalenderjahr 2016 handelt, sondern die Berücksichtigung des positiven Kontostandes vom Vorjahr für die Ermittlung der Deckungslücke 2016. Eine Rückzahlung aus dem Vorjahr wird begünstigt, wenn der Zubau einzelner EEG-Anlagearten überschätzt wurde, witterungsbedingt weniger EEG-Strom erzeugt wurde, die Erlöse aus der Vermarktung am Spotmarkt höher als erwartet ausfallen oder der Letztverbrauch bei EEG-pflichtigen Letztverbrauchern höher ausfällt.

**Liquiditätsreserve:** Frühere Erfahrungen mit dem Verlauf des „EEG-Kontos“ zeigten, dass der Kontostand in den Sommermonaten bei intensiver Einspeisung der mit einer durchschnittlich hohen Einspeisevergütung versehenen Photovoltaik teilweise deutlich ins Minus geriet (Abb. 30). Da die Netzbetreiber die Auszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber leisten müssen, gehen in diesem Fall die Netzbetreiber bei einem negativen Kontostand unter Ausnutzung von Kreditlinien zunächst in Vorleistung. Da es sich hierbei in der Vergangenheit um substantielle Beträge von teilweise über einer Milliarde Euro handelte, sind die Übertragungsnetzbetreiber seit 2012 berechtigt, eine sogenannte Liquiditätsreserve bei der Berechnung der EEG-Umlage einzubeziehen, um die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber sicherzustellen und das EEG-Konto im positiven Bereich zu halten. Diese Liquiditätsreserve dient der Vermeidung eines negativen Kontostands und wird jährlich erneuert, da der daraus resultierende Konto-Überschuss im Zuge der Rückzahlung an die Verbraucher im Folgejahr verzinst zurückgegeben wird. Die Liquiditätsreserve stellt keine eigene Kostenposition dar, sondern sichert die Liquidität für die Auszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber in der ansonsten erwartbaren Phase der Unterdeckung des „EEG-Kontos“ ab.

Abbildung 30 zeigt den Verlauf des „EEG-Kontos“ in den Jahren 2010 bis Dezember 2015. Üblicherweise ist der Saldo aus Einnahmen und Ausgaben in den Anfangsmonaten positiv, da dies in der Regel verbrauchsstarke Monate sind und dementsprechend hohe Einnahmen aus der EEG-Umlage generiert werden bei gleichzeitig geringer Erzeugung aus Photovoltaik, die derzeit über den gesamten Anlagenbestand betrachtet die höchsten Förderkosten (Differenzkosten, s. Kap. 8) beansprucht. Mit Beginn der Sommermonate und steigender Stromerzeugung der Photovoltaik wird der Saldo aus Einnahmen und Ausgaben negativ und der Kontostand fällt ab. In den Herbst und Wintermonaten wird – wieder aufgrund höheren Verbrauchs und geringerer Stromerzeugung aus Photovoltaik – der Saldo positiv und der Kontostand steigt wieder an. Dies führt zu dem typischen wellenförmigen Verlauf, sichtbar mit in der Regel ansteigenden Kontoständen in den Wintermonaten und stark sinkenden Kontoständen in den Sommermonaten.

Abb. 30: Entwicklung des „EEG-Kontos“ seit 2010



Da in der Vergangenheit das „EEG-Konto“ über einen längeren Zeitraum im Soll war und dies für die dienstleistenden Übertragungsnetzbetreiber zu entsprechendem Kreditbedarf führte, wird seit 2012 die sogenannte Liquiditätsreserve in der EEG-Umlage berücksichtigt. Die Liquiditätsreserve bewirkt eine Anhebung des Kontostands. An sich wäre diese Anhebung nur einmalig erforderlich. Da aber die Rückverrechnung des Kontoüberschusses am 30. September eines jeweiligen Jahres auch die aufgebaute Liquiditätsreserve beinhaltet, muss diese dann fürs Folgejahr erneut gebildet werden bzw. kann an veränderte Bedingungen angepasst

werden. Weiterhin zeigt der Verlauf des „EEG-Kontos“ in den letzten Jahren, dass sich mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien auch die Schwankungsbreite des Kontostands erhöht, sofern der Ausbaueffekt den Effekt der Vergütungsdegression übersteigt, da die Vergütungssumme insgesamt größer wird. Der unübliche Anstieg des „EEG-Kontos“ im August 2014 ist auf einen Einmaleffekt infolge der EEG-Novellierung 2014 zurückzuführen.

## 8 EEG-Auszahlungen und EEG-Differenzkosten

Die Darstellung des sogenannten „EEG-Kontos“ verdeutlicht auch den Unterschied zwischen der Betrachtung der EEG-Kosten – in der Vergangenheit wurden darunter die Vergütungszahlungen subsumiert – und einer Betrachtung der EEG-Differenzkosten oder EEG-Mehrkosten, welche den Förderbetrag für die Erneuerbaren Energien umfassen, da ein Teil der Vergütungen und Marktprämienzahlungen über die Erlöse aus der Vermarktung der EEG-Strommengen und die vermiedenen Netzentgelte finanziert werden. Seit der Novellierung des EEG 2012 umfassen die EEG-Kosten neben den Ausgaben für die gesetzliche Festvergütung auch die Auszahlungen im Rahmen des Marktprämienmodells. Daher ist inzwischen nicht mehr von **EEG-Vergütungen** die Rede, sondern von **EEG-Auszahlungen**, die sowohl die gesetzliche Vergütung als auch die Marktprämie, die Managementprämie und die Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen umfassen, wobei die Managementprämie ab 2015 für Neuanlagen in die Marktprämie eingepreist ist. Die Differenzkosten werden dann nicht nur durch die EEG-Auszahlungen bestimmt, sondern auch durch die Wertigkeit des erzeugten Stroms bzw. der Höhe der erzielten Vermarktungserlöse. Hohe Strompreise an der Strombörse gehen mit einer hohen Wertigkeit des Stroms bzw. höheren Vermarktungserlösen einher und der vom Verbraucher zu leistende Restbetrag für die Förderung der EEG-Anlagen wird geringer. Umgekehrt bedeuten niedrige Vermarktungserlöse, dass die vom Verbraucher zu tragende Differenz aus Kosten und Erlösen des EEG-Systems größer wird: Dabei ist es unerheblich, ob die EEG-Anlagen durch die gesetzliche Festvergütung oder über das Marktprämienmodell gefördert werden. Im Rahmen der gesetzlichen Festvergütung sind bei höheren Börsenpreisen die Erlöse bei der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber höher, im Rahmen des Marktprämienmodells sind die ermittelten Referenzmarktwerte höher und dementsprechend ist die ausbezahlte Marktprämie geringer. Auf den Saldo aus Kosten und Erlösen hat beides dieselbe Wirkung: Sowohl höhere Vermarktungserlöse der Übertragungsnetzbetreiber als auch geringere Zahlungen im Rahmen des Marktprämienmodells mindern die Deckungslücke im EEG-Konto und damit die EEG-Umlage. Niedrigere Börsenpreise führen umgekehrt zu einer höheren Deckungslücke und damit zu einer höheren EEG-Umlage.

Tabelle 4 und Abbildung 31 schlüsseln diese Differenz im zeitlichen Verlauf und nach Energieträgern auf. Sehr gut sichtbar ist dieser Zusammenhang bei Betrachtung der durchschnittlichen Vergütung und der Differenzkosten für den Zeitraum 2009 bis 2016. Aufgrund des hohen Preisniveaus am Spotmarkt für Strom weist beispielsweise Onshore-Wind im Jahr 2009 sehr geringe Differenzkosten von knapp 2 ct/kWh auf. Da seit 2009 die Preise am Großhan-

delsmarkt deutlich gesunken sind, stiegen die Differenzkosten trotz nahezu unveränderter Vergütung bis auf über 6,5 ct/kWh an, d. h. während die durchschnittliche Vergütung durch die gesetzlich festgelegten Vergütungssätze und von der Vergütungsdegression bestimmt werden, werden die Differenzkosten darüber hinaus maßgeblich vom Erlöspotenzial am Spotmarkt bestimmt.

Tab. 5: EEG-Auszahlungen und EEG-Differenzkosten nach Energieträgern

		Deponie-, Klär-, Grubengas <sup>1)</sup>					Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Summe (o. Abzug der vermiedenen Netzentgelte)	Summe (abzgl. vermiedene Netzentgelte)
		Wasserkraft*	Biomasse	Geothermie							
2000	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,21	9,62	-	9,10		51,05	8,50			
(Ist)	Vergütungssumme in Mio.€	396	75	0	687	19	1.177	k.A.			
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	10.391				
	<b>Differenzkosten in ct/kWh</b>	<b>k.A.</b>	<b>k.A.</b>	<b>k.A.</b>	<b>k.A.</b>	<b>k.A.</b>	<b>8,57</b>				
	<b>Differenzkosten in Mio. €</b>	<b>282</b>	<b>59</b>	<b>0</b>	<b>530</b>	<b>19</b>	<b>890</b>	<b>k.A.</b>			
2001	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,26	9,51	-	9,10	51,18	8,69				
(Ist)	Vergütungssumme in Mio.€	442	140	0	956	39	1.577	k.A.			
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	6.088	1.472	0	10.509	76	18.146				
	<b>Differenzkosten in ct/kWh</b>	<b>4,85</b>	<b>7,13</b>	<b>-</b>	<b>6,69</b>	<b>48,56</b>	<b>6,28</b>				
	<b>Differenzkosten in Mio. €</b>	<b>295</b>	<b>105</b>	<b>0</b>	<b>703</b>	<b>37</b>	<b>1.139</b>	<b>k.A.</b>			
2002	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,25	9,50	-	9,09	50,48	8,91				
(Ist)	Vergütungssumme in Mio.€	477	232	0	1.435	82	2.226	k.A.			
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	6.579	2.442	0	15.786	162	24.970				
	<b>Differenzkosten in ct/kWh</b>	<b>5,00</b>	<b>7,25</b>	<b>-</b>	<b>6,84</b>	<b>48,02</b>	<b>6,66</b>				
	<b>Differenzkosten in Mio. €</b>	<b>329</b>	<b>177</b>	<b>0</b>	<b>1.080</b>	<b>78</b>	<b>1.664</b>	<b>k.A.</b>			
2003	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,24	9,39	-	9,06	49,15	9,16				
(Ist)	Vergütungssumme in Mio.€	428	327	0	1.696	154	2.604	k.A.			
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	5.908	3.484	0	18.713	313	28.417				
	<b>Differenzkosten in ct/kWh</b>	<b>4,28</b>	<b>6,43</b>	<b>-</b>	<b>6,11</b>	<b>45,96</b>	<b>6,21</b>				
	<b>Differenzkosten in Mio. €</b>	<b>253</b>	<b>224</b>	<b>0</b>	<b>1.144</b>	<b>144</b>	<b>1.765</b>	<b>k.A.</b>			
2004	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,32	7,03	9,71	15,00	9,02	50,85	9,38			
(Ist)	Vergütungssumme in Mio.€	338	182	509	0,03	2.301	283	3.612	3.578		
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	4.616	2.589	5.241	0,20	25.509	557	38.511			
	<b>Differenzkosten in ct/kWh</b>	<b>4,33</b>	<b>4,06</b>	<b>6,72</b>	<b>10,00</b>	<b>6,04</b>	<b>47,80</b>	<b>6,40</b>			
	<b>Differenzkosten in Mio. €</b>	<b>200</b>	<b>105</b>	<b>352</b>	<b>0,02</b>	<b>1.540</b>	<b>266</b>	<b>2.464</b>	<b>2.430</b>		
2005	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,35	6,98	10,79	15,00	8,96	52,95	10,23			
(Ist)	Vergütungssumme in Mio.€	364	219	795	0,03	2.441	679	4.498	4.395		
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	4.953	3.136	7.367	0,20	27.229	1.282	43.967			
	<b>Differenzkosten in ct/kWh</b>	<b>3,63</b>	<b>3,28</b>	<b>7,07</b>	<b>10,00</b>	<b>5,24</b>	<b>49,21</b>	<b>6,51</b>			
	<b>Differenzkosten in Mio. €</b>	<b>180</b>	<b>103</b>	<b>521</b>	<b>0,02</b>	<b>1.428</b>	<b>631</b>	<b>2.863</b>	<b>2.760</b>		
2006	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,45	7,03	12,26	12,50	8,90	53,01	11,27			
(Ist)	Vergütungssumme in Mio.€	367	196	1.337	0,05	2.734	1.177	5.810	5.605		
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	4.924	2.789	10.902	0,40	30.710	2.220	51.545			
	<b>Differenzkosten in ct/kWh</b>	<b>3,03</b>	<b>2,62</b>	<b>7,86</b>	<b>10,00</b>	<b>4,49</b>	<b>48,60</b>	<b>6,86</b>			
	<b>Differenzkosten in Mio. €</b>	<b>149</b>	<b>73</b>	<b>857</b>	<b>0,04</b>	<b>1.379</b>	<b>1.079</b>	<b>3.537</b>	<b>3.332</b>		
2007	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,53	7,01	13,58	15,00	8,83	51,96	11,76			
(Ist)	Vergütungssumme in Mio.€	418	193	2.162	0,06	3.508	1.597	7.879	7.609		
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	5.547	2.751	15.924	0,40	39.713	3.075	67.010			
	<b>Differenzkosten in ct/kWh</b>	<b>2,65</b>	<b>2,13</b>	<b>8,69</b>	<b>10,12</b>	<b>3,95</b>	<b>47,07</b>	<b>6,87</b>			
	<b>Differenzkosten in Mio. €</b>	<b>147</b>	<b>59</b>	<b>1.384</b>	<b>0,04</b>	<b>1.569</b>	<b>1.447</b>	<b>4.606</b>	<b>4.336</b>		

		Deponie-, Klär-, Grubengas <sup>1)</sup>							Summe (o. Abzug der vermiedenen Netzentgelte)	Summe (abzgl. vermiedene Netzentgelte)
		Wasserkraft*	Biomasse	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik			
2008 (Ist)	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,60	7,06	14,24	14,67	8,78		50,20	12,67	
	Vergütungssumme in Mio.€	379	156	2.699	3	3.561		2.219	9.016	8.717
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	4.982	2.208	18.947	18	40.574		4.420	71.148	
	Differenzkosten in ct/kWh	2,12	1,58	8,76	9,31	3,29		44,71	7,19	
	Differenzkosten in Mio. €	106	35	1.660	2	1.337		1.976	5.115	4.817
2009 (Ist)	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	7,84	7,06	16,10	19,84	8,79	14,99	47,98	14,36	
	Vergütungssumme in Mio.€	382	143	3.700	4	3.389	6	3.157	10.780	10.458
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	4.877	2.020	22.980	19	38.542	38	6.578	75.053	
	Differenzkosten in ct/kWh	0,96	0,20	9,23	10,64	1,92	8,00	41,10	7,49	
	Differenzkosten in Mio. €	47	4	2.120	2	739	3	2.704	5.619	5.297
2010 (Ist)	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	8,34	7,18	16,86	20,58	8,85	15,00	43,57	16,35	
	EEG-Auszahlungen <sup>2)</sup> in Mio.€	421	83	4.240	6	3.316	26	5.090	13.182	12.790
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	5.049	1.160	25.146	28	37.460	174	11.683	80.699	
	Differenzkosten in ct/kWh	3,95	2,79	12,48	16,20	5,24	11,39	38,28	12,18	
	Differenzkosten in Mio. €	200	32	3.137	4	1.965	20	4.472	9.830 <sup>4)</sup>	9.438 <sup>4)</sup>
2011 (Ist)	durchschnittl. Vergütung in ct/kWh	9,64	7,36	19,15	20,69	9,18	15,00	40,16	18,34	
	EEG-Auszahlungen <sup>2)</sup> in Mio.€	231	36	4.476	4	4.137 <sup>5)</sup>	85	7.766	16.735	16.341
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	2.397	487	23.374	19	45.043	568	19.339	91.228	
	Differenzkosten in ct/kWh	4,73	2,45	14,24	15,78	5,19	11,01	34,22	13,67	
	Differenzkosten in Mio. €	113	12	3.328	3	2.338	63	6.618	12.475 <sup>4)</sup>	12.081 <sup>4)</sup>
2012 (Ist)	durchschnittl. Festvergütung <sup>3)</sup> in ct/kWh	9,93	7,23	20,01	21,83	9,16	15,26	35,47	22,95	
	EEG-Auszahlungen <sup>2)</sup> in Mio.€	347	46	5.842	6	3.625	95	9.156	19.118	18.526
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	4.604	718	34.245	25	48.617	722	26.127	115.058	
	Differenzkosten in ct/kWh	5,13	3,17	14,13	17,84	6,39	12,76	31,05	14,27	
	Differenzkosten in Mio. €	236	23	4.838	5	3.109	92	8.113	16.416 <sup>4)</sup>	15.823 <sup>4)</sup>
2013 (Ist)	durchschnittl. Festvergütung <sup>3)</sup> in ct/kWh	10,07	7,16	20,76	23,66	9,15	- <sup>6)</sup>	33,35	24,32	
	EEG-Auszahlungen <sup>2)</sup> in Mio.€	420	48	6.158	19	3.523	123	9.457	19.748	19.094
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	5.447	802	36.196	80	49.359	905	29.605	122.394	
	Differenzkosten in ct/kWh	5,88	3,79	15,19	20,51	6,70	13,55	29,13	14,64	
	Differenzkosten in Mio. €	321	30	5.497	16	3.308	123	8.625	17.920 <sup>4)</sup>	17.266 <sup>4)</sup>
2014 (Ist)	durchschnittl. Festvergütung <sup>3)</sup> in ct/kWh	10,40	7,12	20,64	24,33	9,13	18,44 <sup>6)</sup>	32,62	25,06	
	EEG-Auszahlungen <sup>2)</sup> in Mio.€	401	83	6.398	23	4.046	213	10.348	21.512	20.758
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	5.158	1.609	38.309	98	55.279	1.449	33.865	135.768	
	Differenzkosten in ct/kWh	6,50	4,07	15,78	21,78	7,03	14,43	28,38	14,86	
	Differenzkosten in Mio. €	335	65	6.046	21	3.884	209	9.609	20.170 <sup>4)</sup>	19.417 <sup>4)</sup>
2015 (Prog.)	durchschnittl. Festvergütung <sup>3)</sup> in ct/kWh	10,11	7,10	20,56	24,05	9,12	- <sup>6)</sup>	32,22	24,29	
	EEG-Auszahlungen <sup>2)</sup> in Mio.€	436	86	6.195	36	4.639	1.717	10.605	23.713	22.963
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	6.092	1.679	38.358	159	66.873	11.231	35.004	159.395	
	Differenzkosten in ct/kWh	5,58	3,46	15,15	21,00	6,48	15,27	27,22	13,69	
	Differenzkosten in Mio. €	340	58	5.811	33	4.331	1.714	9.529	21.817 <sup>4)</sup>	21.066 <sup>4)</sup>
2016 (Prog.)	durchschnittl. Festvergütung <sup>3)</sup> in ct/kWh	10,47	7,30	20,55	23,70	9,13	- <sup>6)</sup>	32,26	24,61	
	EEG-Auszahlungen <sup>2)</sup> in Mio.€	471	86	6.673	41	5.337	2.413	10.520	25.542	24.692
	EEG-Erzeugung <sup>7)</sup> in GWh	6.160	1.607	40.223	180	75.753	15.380	35.483	174.785	
	Differenzkosten in ct/kWh	6,31	3,93	15,67	21,27	6,73	15,69	27,10	13,68	
	Differenzkosten in Mio. €	389	63	6.301	38	5.098	2.413	9.614	23.917 <sup>4)</sup>	23.067 <sup>4)</sup>

<sup>1)</sup> 2000 bis 2003: Deponie-, Klär- und Grubengas bei der Wasserkraft enthalten

<sup>2)</sup> Auszahlungen für Vergütung, vergütete PV-Selbstverbrauch, Marktprämie (ab 2012), Managementprämie (ab 2012) und Flexibilitätsprämie (ab 2012)

<sup>3)</sup> durchschnittliche Festvergütung im Rahmen der gesetzlich garantierten Vergütung; keine Berücksichtigung der Direktvermarktungsoptionen

<sup>4)</sup> inkl. sonstiger Einnahmen und Kosten, ohne Berücksichtigung von Nachholungen oder Überschüssen aus dem Vorjahr

<sup>5)</sup> Bereinigt um nachträgliche Rückzahlung SDL-Bonus für die Jahre 2009 und 2010 (28 Mio. €)

<sup>6)</sup> komplette Vermarktung im Marktprämienmodell (2014: 150 GWh (10% der Offshore-Erzeugung))

<sup>7)</sup> bis 2011 nur Stromerzeugung im Rahmen der gesetzlichen Vergütung, ab 2012 zzgl. Vermarktung im Marktprämienmodell. Nicht-vergüteter PV-Selbstverbrauch, sonst. DV und Grünstromprivileg nicht berücksichtigt.

Quellen:

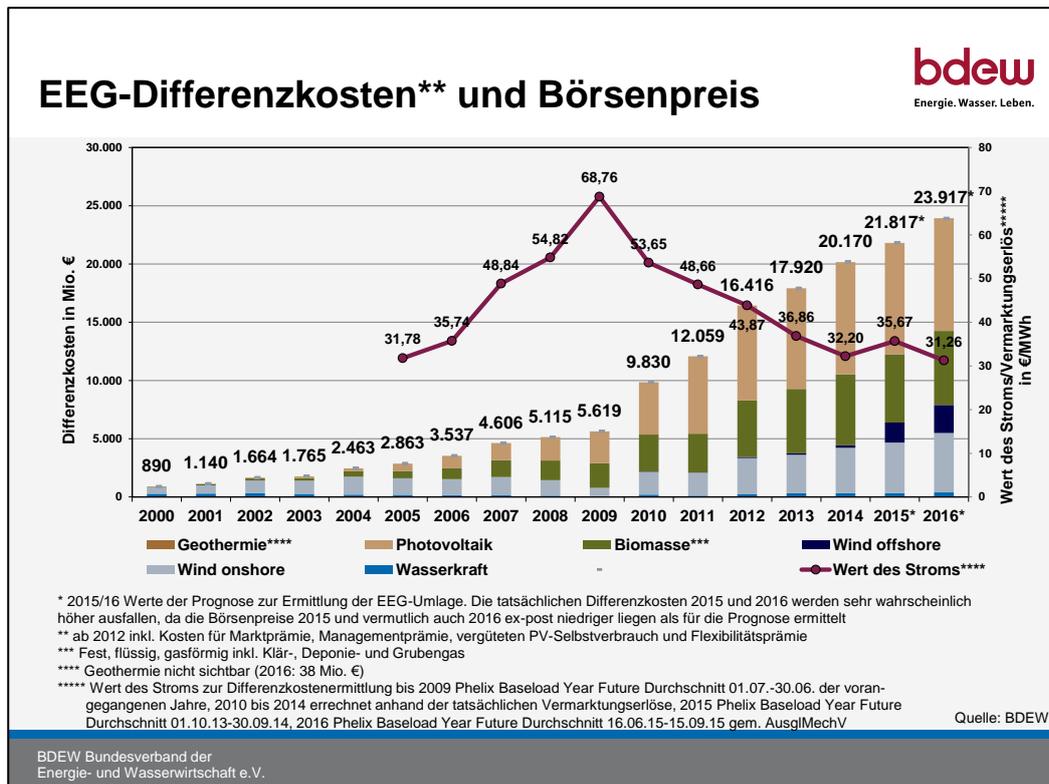
2000-2006: EEG-Erfahrungsbericht 2007 des BMU/EEG-Jahresabrechnungen

2007-2014: EEG-Jahresabrechnungen; BDEW (eigene Berechnung)

2015/16: Konzept zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage der Übertragungsnetzbetreiber vom 15.10.2014 und 15.10.2015

Abbildung 31 zeigt sowohl die Entwicklung der Differenzkosten – also den Förderbeitrag für die Stromproduktion aus EEG-Anlagen im jeweiligen Kalenderjahr – als auch den zugrundeliegenden Wert des Stroms für die Ermittlung der Differenzkosten. Da für die Berechnung der Vermarktungserlöse 2014 im Rahmen des Prognosekonzepts für die EEG-Umlage 2015 der Durchschnitt der Preise vom 01.10.2013 bis 30.09.2014 am Terminmarkt für ein Lieferprodukt 2015 für Grundlaststrom (Baseload) herangezogen wird, liegt dieser auch dementsprechend zwischen den in der ex post Betrachtung ermittelten tatsächlichen Werten für die Jahre 2013 und 2014, ist aber aus heutiger, rückschauender Sicht unpassend für das Kalenderjahr 2015. Für die damalige Prognose war die Wahl des Forward-Terminprodukts zwar sachlich schlüssig, da darin die Markterwartungen für das zukünftige Strompreisniveau abgebildet werden, was zu diesem Zeitpunkt die bestmögliche verfügbare Preiserwartung für das Folgejahr abbildet. Der Absatz der erzeugten Strommengen erfolgt im Verlauf des Erzeugungsjahres dann allerdings im Spotmarkt. Da in den vergangenen Jahren die Preise am Spotmarkt deutlich gesunken sind, konnten die prognostizierten Erlöse nicht erzielt werden und es ist davon auszugehen, dass in der ex post Betrachtung für das Jahr 2015 der durchschnittliche Erlös je MWh niedriger und die Differenzkosten damit höher ausfallen werden. Die Neufassung der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vom 17. Februar 2015 trägt diesem Umstand Rechnung und hat daher den Zeitraum der angelegten Forwardpreise für die Ermittlung des Durchschnittserlöses im Folgejahr deutlich verkürzt, um diesen verzerrenden Effekt zu verringern. Daher wurde für die Ermittlung des zugrundeliegenden Börsenpreises in der EEG-Umlage 2016 der Preisdurchschnitt für das Jahresprodukt 2016 nur aus den drei – anstatt zwölf – vorangegangenen Monaten berechnet.

Abb. 31: Entwicklung der EEG-Differenzkosten und Wert des Stroms seit 2000



Seit dem Jahr 2010 ist zudem über Profilkfaktoren bzw. Marktwertfaktoren bercksichtigt, dass die Stromerzeugung aus unterschiedlichen Energietrgern auch unterschiedliche Wertigkeiten hat. So erhielt EEG-Strom aus Photovoltaikanlagen zunchst eine hhere Wertigkeit mit dem 1,2-fachen des durchschnittlichen Brsenwerts, da dieser Strom vor allem in den Mittagsstunden zu den Starklastzeiten mit in der Regel hheren Spotmarktpreisen verfubar ist, whrend Windenergie aufgrund tageszeitlich unregelmssiger und phasenweise stark fluktuierender Einspeisung eine unterdurchschnittliche Wertigkeit erfahren hat. Da die hohen Einspeisungen aus Photovoltaik aber zunehmend das Preisniveau in den Mittagsstunden senken, wurden die Profilkfaktoren bzw. Marktwertfaktoren auf der Basis der bisherigen empirischen Daten angepasst. So wurde der Marktwertfaktor anhand einer Analyse historischer Daten fr Photovoltaik auf 0,98 abgesenkt (2016), d. h. fr die Umlagenprognose wird angenommen, dass Photovoltaik einen um 2 Prozent niedrigeren Preis erzielt als der vorgegebene Kalkulationspreis gemss Ausgleichsmechanismusverordnung von 31,26 €/MWh. Der Marktwertfaktor fr Onshore-Wind betrgt derzeit 0,88, fr offshore-Wind sind es 0,98, die der anderen EEG-Erzeugungsarten werden mit dem Kalkulationspreis bewertet, was einem Marktwertfaktor von 1,00 entspricht.

## **9 Der Strompreis: Die EEG-Umlage als Preisbestandteil**

Die EEG-Differenzkosten und die daraus resultierende EEG-Umlage haben auch direkt Einfluss auf die Strompreise, da die EEG-Umlage selbst ein Preisbestandteil ist und zusstzlich noch der Mehrwertbesteuerung unterliegt. Vereinfacht betrachtet setzt sich der Strompreis aus drei Teilen zusammen: Erstens den Kosten fr Strombeschaffung und Vertrieb, also berwiegend die Kosten der Stromerzeugung aus eigenen Anlagen oder der Beschaffung von Strom am Markt (2016 bei privaten Haushalten gut 21 Prozent des Strompreises), zweitens den Netzentgelten als Gbhr fr die Nutzung des Stromnetzes sowie den Kosten fr Messung und Abrechnung (2016 bei privaten Haushalten knapp 25 Prozent des Strompreises) und drittens den gesetzlich verursachten Belastungen des Strompreises in Form von Abgaben und Steuern (2016 bei privaten Haushalten 54 Prozent des Strompreises). Dazu zhlen neben der EEG-Umlage auch die Umlage zur Frderung der Kraft-Wrme-Kopplung, die Umlage nach §19 StromNEV zur Minderung der Netzentgelte von stromintensiven Betrieben oder von Verbrauchern mit atypischer Netznutzung, seit 2013 die Offshore-Haftungsumlage zur Risikoabsicherung des Ausbaus der Offshore-Windparks und ab 2014 die Umlage fr abschaltbare Lasten, mit der Stromverbraucher vergtet werden, die im Rahmen des Lastmanagements in Spitzenlastzeiten bei Bedarf und auf Abruf des Netzbetreibers ihren Verbrauch vorbergehend reduzieren oder ganz einstellen, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Die Umlage fr abschaltbare Lasten wird 2016 allerdings nicht erhoben. Hinzu kommt die Konzessionsabgabe an die rtlichen Gemeinden fr die Nutzung von ffentlichen Flchen und Wegen fr den Betrieb des Stromnetzes, die sowie letztlich die Mehrwertsteuer.

Da die EEG-Differenzkosten und damit die Höhe der EEG-Umlage – wie in Kap. 8 erläutert – durch die Differenz der erzielten Vermarktungserlöse an der Strombörse und der EEG-Vergütungssumme bestimmt wird, besteht indirekt auch eine Wechselwirkung zwischen dem Preisbestandteil Strombeschaffung und der Höhe der EEG-Umlage. Ein geringes Preisniveau an der Strombörse bedeutet höhere EEG-Differenzkosten und somit eine höhere EEG-Umlage. Dieser Effekt wird aber teilweise dadurch kompensiert, dass bei einem geringen Preisniveau mit einer zeitlichen Verzögerung auch die Beschaffungskosten der Vertriebe geringer werden. Die zeitliche Verzögerung ist dabei eine Folge der strukturierten Beschaffung der Vertriebe. Eine risikominimale und verantwortungsvolle Beschaffungsstrategie des Vertriebs sieht vor, dass er die zu liefernden Strommengen größtenteils zeitlich gestaffelt im Voraus beschafft, um sich gegen kurz- und mittelfristige Preisschwankungen abzusichern. Somit wird der Effekt einer höheren EEG-Umlage teilweise durch geringere Beschaffungskosten kompensiert. Gleiches gilt natürlich auch umgekehrt bei einem hohen Preisniveau an der Strombörse, dann in Form einer vergleichsweise niedrigeren EEG-Umlage mit dafür höheren Beschaffungskosten.

Allerdings darf diese Wechselwirkung nicht dahingehend interpretiert werden, dass es sich um eine Kompensation im Maßstab 1:1 handelt. Erstens entfaltet das Preisniveau an der Börse seine Wirkung bei der Strombeschaffung stark vereinfacht ausgedrückt auf den gesamten Stromverbrauch in Deutschland, während die Wirkung auf die EEG-Differenzkosten nur auf die EEG-Stromerzeugung und deren Vermarktung beschränkt ist. Da die EEG-Stromerzeugung derzeit knapp 30 Prozent der Stromerzeugung ausmacht, ist die Wirkung auf die Differenzkosten und damit auf die EEG-Umlage auch entsprechend geringer als die Wirkung auf die Strombeschaffung. Zweitens gibt es aufgrund der strukturierten Beschaffung zeitliche Verschiebungen in der Wirkung, sodass die Effekte nicht unbedingt zeitlich zusammenfallen und drittens gibt es Vertriebe, die ihre Beschaffung teilweise oder ganz über langfristige Direktlieferverträge abdecken und somit an den Preisschwankungen der Strombörse nicht in vollem Umfang partizipieren. Letztlich erfolgt die strukturierte Beschaffung der Vertriebe mit Hilfe einer Vielzahl unterschiedlicher Strommarktprodukte, welche sich in Bezug auf den Zeitpunkt der Beschaffung und den Zeitraum der Lieferung unterscheiden. Für die Prognosewerte zur Ermittlung der EEG-Umlage im Folgejahr wird hingegen nur das Jahrestermprodukt Baseload für das Folgejahr herangezogen, bei der unterjährigen Vermarktung der EEG-Mengen schließlich ist nur der jeweilige Spotmarktpreis relevant. Eine Quantifizierung der beiden Effekte wäre äußerst komplex und ist zudem von unternehmensindividuellen Faktoren abhängig. Von einer vollständigen Kompensation der beiden Effekte ist allerdings nicht auszugehen.

## **Der Strompreis für Haushalte und Industriekunden**

In Abbildung 32 ist die Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises pro kWh für Haushalte und dessen Zusammensetzung dargestellt. Die Kosten der Strombeschaffung und des Vertriebs sowie die Netzentgelte bilden dabei jenen Teil ab, die ursächlich der Stromversorgung zuzuordnen sind und bei den Stromversorgern bzw. Netzbetreibern als Erlöse anfallen.

Der Rückgang der Kosten für Strombeschaffung und Vertrieb um deutlich mehr als 2 ct/kWh gegenüber 2009 zeigt, dass die Preisrückgänge am Großhandelsmarkt für Strom auch bei den privaten Haushaltskunden ankommen, aufgrund der strukturierten Beschaffung aber geglättet und mit zeitlicher Verzögerung. Der abgebildete Strompreis 2016 beschreibt den Stand Januar 2016. Da einige Stromvertriebe ihre Preise erst bis zum März 2016 anpassen, sind deren im Januar gültigen Preise noch mit den zum Zeitpunkt der letzten Preisanpassung gültigen Abgaben und Umlagen kalkuliert, also jenen des Jahres 2015. Da sie aber bereits ab dem 01.01.2016 die Umlagen und Abgaben in der gesetzlich gültigen Höhe für das Jahr 2016 weiterreichen müssen und diese in Summe um 0,59 ct/kWh gestiegen sind (Abb. 33), ist damit zu rechnen, dass der Anteil für Beschaffung und Vertrieb unabhängig von der Entwicklung der Großhandelspreise noch leicht ansteigen könnte. Oder anders ausgedrückt: Vertriebe, die erst später im Jahr notwendige Preisanpassungen vornehmen, tragen die höheren Abgaben und Umlagen bis dahin selbst zu Lasten der eigenen Vertriebsmarge.

Weiterhin wird der leichte Anstieg der Netzentgelte in den vergangenen Jahren sichtbar. Dieser ist maßgeblich bestimmt durch den für die Energiewende notwendigen Netzausbau sowie dem rückläufigen Stromverbrauch. Da die Kosten für den Betrieb eines Stromnetzes überwiegend aus mengenunabhängigen fixen Kosten bestehen, bedeutet ein rückläufiger Stromverbrauch, dass die Kosten auf eine geringere Absatzmenge umgelegt werden müssen und damit die spezifischen Netzentgelte steigen. Die darüber hinaus gehenden gesetzlichen Steuern und Abgaben sind einzeln aufgeschlüsselt.

Abb. 32: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte

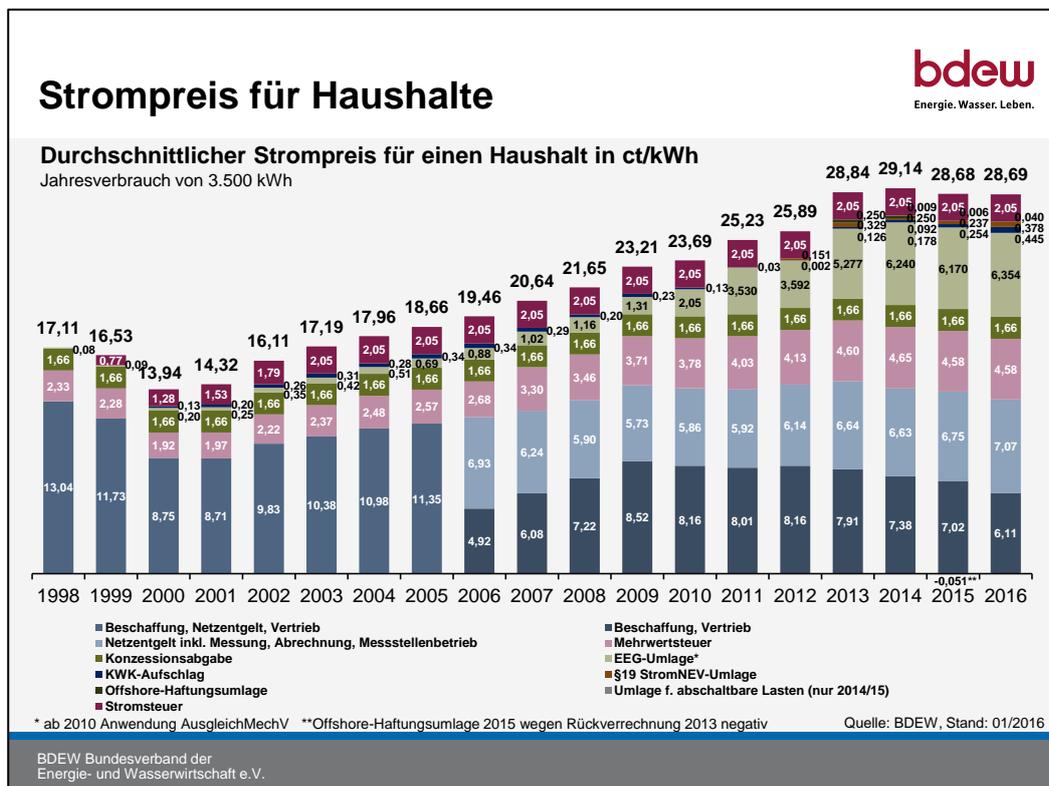


Abb. 33: Haushalte: Entwicklung von Steuern, Abgaben und Umlagen ab 1998

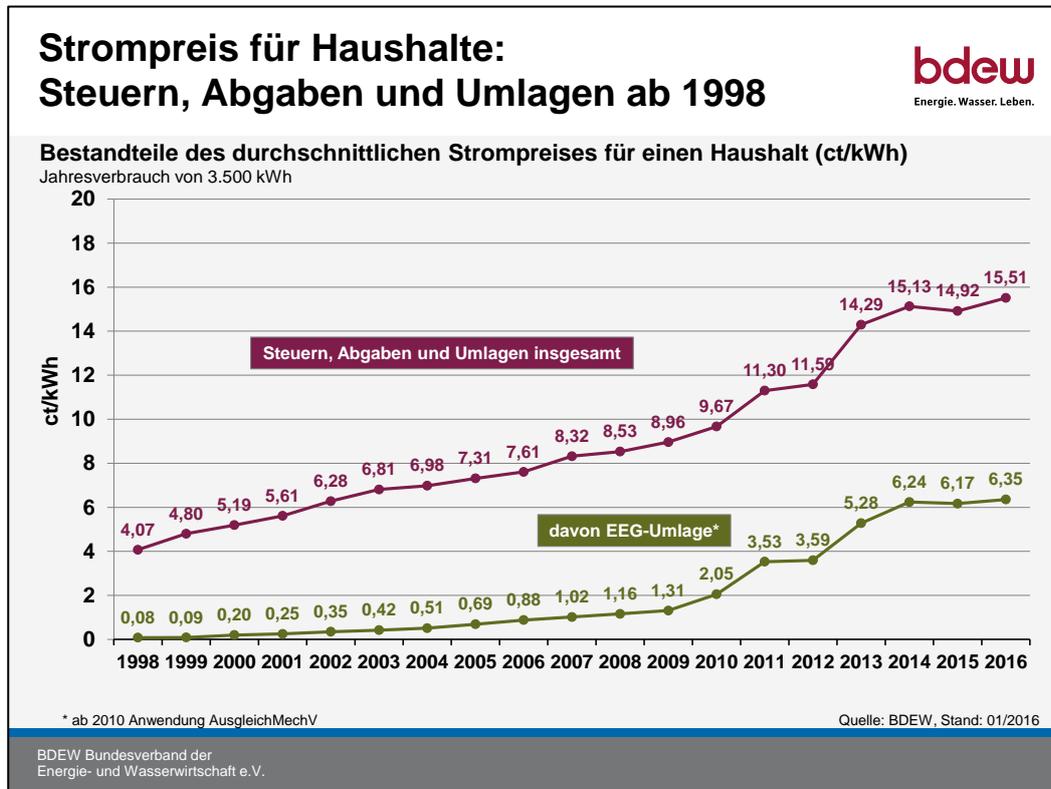
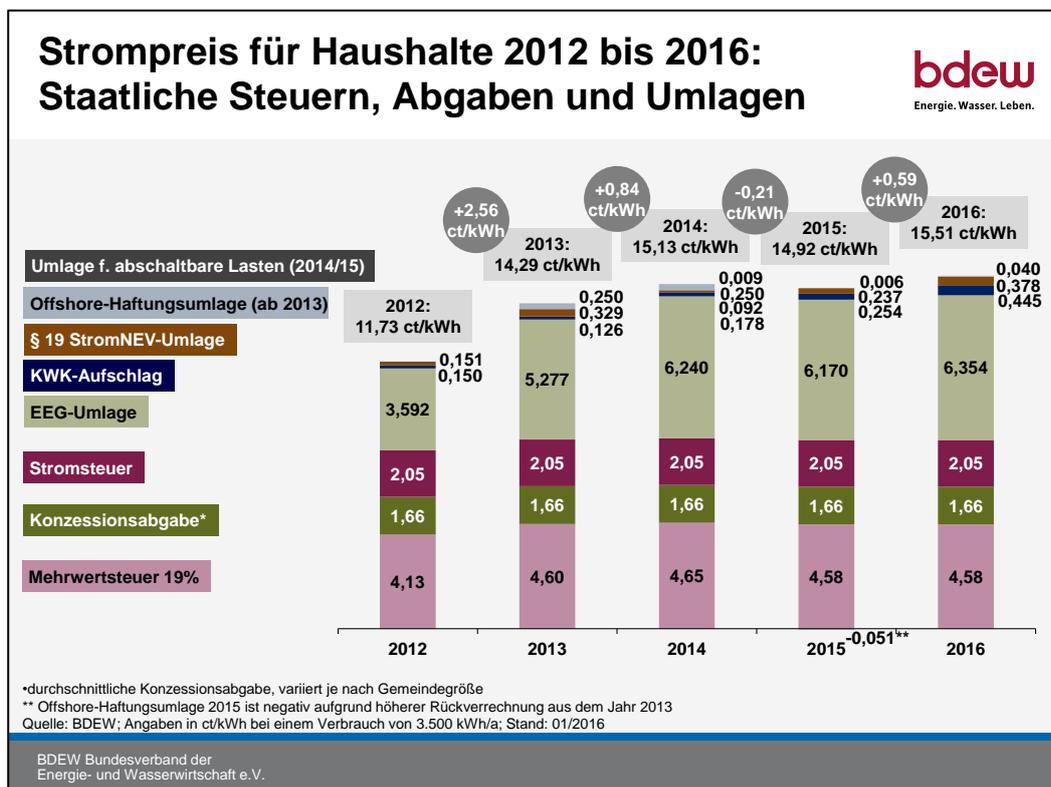
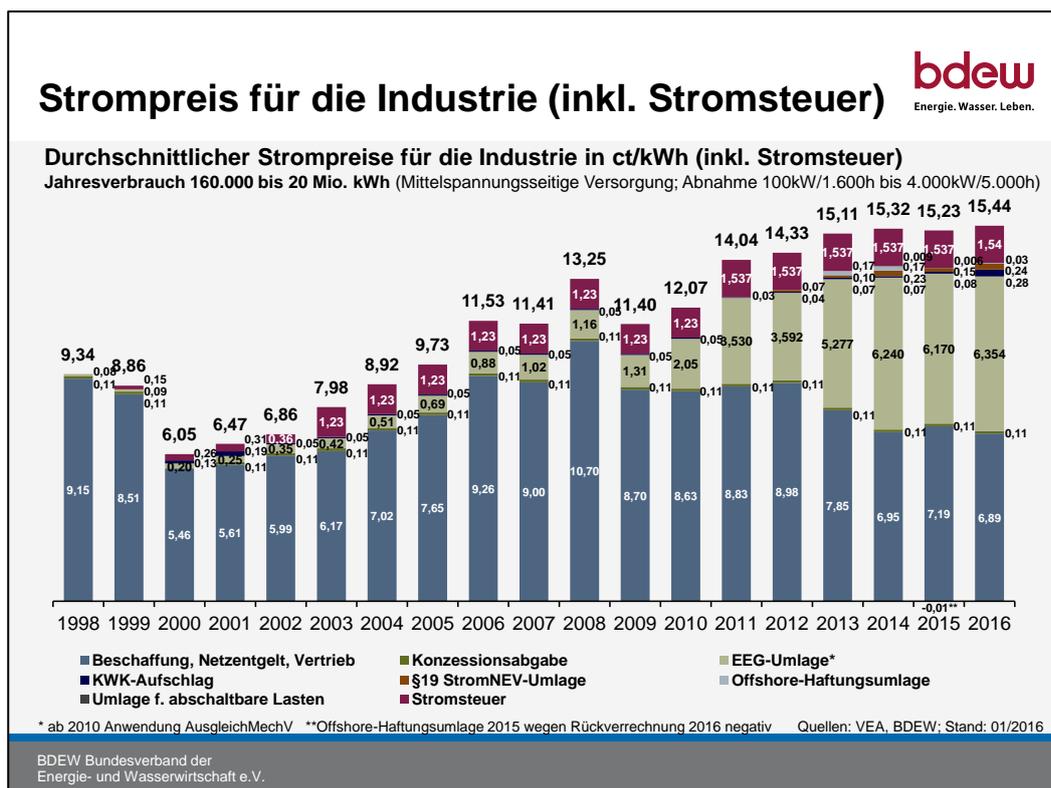


Abb. 34: Haushalte: Steuern, Abgaben und Umlagen 2012 bis 2016



Während die Stromsteuer und die Konzessionsabgabe in den letzten Jahren konstant geblieben sind, ist vor allem die Erhöhung der EEG-Umlage erkennbar, die im Jahr 2013 5,277 ct/kWh betrug, was einem Anteil von 18 Prozent am Strompreis entsprach. Mit dem Anstieg 2014 auf 6,24 ct/kWh ist dieser Anteil auf über 21 Prozent gestiegen und blieb 2015 trotz leichter Senkung konstant. Mit dem neuerlichen Anstieg der EEG-Umlage 2016 auf 6,354 ct/kWh beträgt ihr Anteil nun 22 Prozent. Hinzu kommt die Mehrwertsteuerbelastung der EEG-Umlage in Höhe von 1,21 ct/kWh, sodass der EEG-induzierte Anteil am Haushaltstrompreis 2016 gut 26 Prozent des Strompreises ausmacht. Bei Industriebetrieben, die die volle EEG-Umlage entrichten müssen, ist der relative Anteil aufgrund des insgesamt geringeren Preisniveaus für Industriestrom nochmals höher. So liegt alleine der Anteil der EEG-Umlage 2016 am Strompreis für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb bei 41 Prozent (Abb. 35).

Abb. 35: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für einen mittelspannungsseitig versorgten Industriebetrieb



Nach dem erstmaligen leichten Rückgang der EEG-Umlage im Jahr 2015 ist diese 2016 wieder um 0,18 ct/kWh angestiegen. Dies liegt hauptsächlich am weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und dem damit einhergehenden Anstieg der Vergütungssumme sowie am weiteren Rückgang der Börsenstrompreise und damit sinkender Vermarktungserlöse. Beides führt – wie im vorherigen Kapitel beschrieben – zu einem Anstieg der notwendigen Förder-summe für EEG-Anlagen (Tab. 3).

Zudem ist der KWK-Aufschlag infolge der Novellierung des Kraft-Wärmekopplungsgesetzes 2016 mit der eine Ausweitung der Förderung einhergeht 0,254 ct/kWh auf 0,445 ct/kWh angestiegen. Auch die §19 StromNEV-Umlage hat sich von 0,237 ct/kWh auf 0,378 ct/kWh erhöht. Nachdem die Offshore-Haftungsumlage aufgrund von Rückverrechnungen im vergangenen Jahr negativ war, liegt sie 2016 bei 0,040 ct/kWh und damit deutlich niedriger als in den ersten beiden Jahren nach ihrer Einführung, in denen jeweils der gesetzlich mögliche Maximalwert von 0,25 ct/kWh angesetzt wurde. Die 2014 neu eingeführt Umlage für abschaltbare Lasten wird im Jahr 2016 nicht erhoben, da die gesetzliche Grundlage dafür ursprünglich zum Jahresende 2015 ausgelaufen wäre. Kurzfristig wurde im Dezember 2015 die entsprechende Verordnung bis zum 01. Juli 2016 verlängert, bis dahin soll eine Anschlussregelung gefunden werden. Da der durchschnittliche Strompreis 2016 für Haushaltskunden zum Jahreswechsel nahezu konstant geblieben ist, hat sich auch die Mehrwertsteuerbelastung nicht verändert. Insgesamt hat sich damit die Belastung des Strompreises mit Steuern, Abgaben und Umlagen um 0,59 ct/kWh auf nunmehr 15,51 ct/kWh erhöht (Abb. 34).

Sämtliche Stromverbraucher, neben den privaten Haushalten also auch Industriebetriebe, Gewerbebetriebe, Handel und Dienstleistungen, Verkehrsunternehmen, die Landwirtschaft und öffentliche Einrichtungen tragen 2016 ein Gesamtaufkommen an staatlichen induzierten Steuern, Abgaben und Umlagen von mehr als 34 Mrd. €, davon knapp 23 Mrd. € für die EEG-Umlage (Abb. 36). Hinzu kommt noch schätzungsweise eine Mehrwertsteuerbelastung von rund 8 Mrd. € im Jahr 2016, die private Haushalte und öffentliche Einrichtungen als nicht vorsteuerabzugsberechtigte Kundengruppen entrichten müssen. Davon sind rd. 2,2 Mrd. € durch die EEG-Umlage verursacht.

Die steigende Belastung der Kosten aus dem EEG für die Verbraucher hat vor allem im Zuge der Novellierung des EEG im Jahr 2014 die Debatte um die Verteilung der Kosten deutlich intensiviert. Vor allem die Besondere Ausgleichsregelung, die im internationalen Wettbewerb stehende stromkostenintensive Unternehmen entlastet, wurde intensiv diskutiert und im Zuge der Novellierung deren Entlastung eingeschränkt bzw. deren Beitrag zum EEG erhöht. Dennoch tragen die privaten Haushalte mit rund 7,9 Mrd. € bzw. 34 Prozent der EEG-Förderung weiterhin den größten Anteil im Jahr 2016, obwohl ihr Anteil am Stromverbrauch als zweitgrößte Verbraucherguppe nur rund ein Viertel ausmacht. Die zweitgrößte Kostenbelastung trägt die Industrie mit rund 7,2 Mrd. €, sie verbraucht knapp die Hälfte des Stroms in Deutschland. Alle Wirtschaftssektoren gemeinsam tragen 12,2 Mrd. € der EEG-Förderung (Abb. 37).

Abb. 36: Entwicklung des Aufkommens aus Steuern, Abgaben und Umlagen

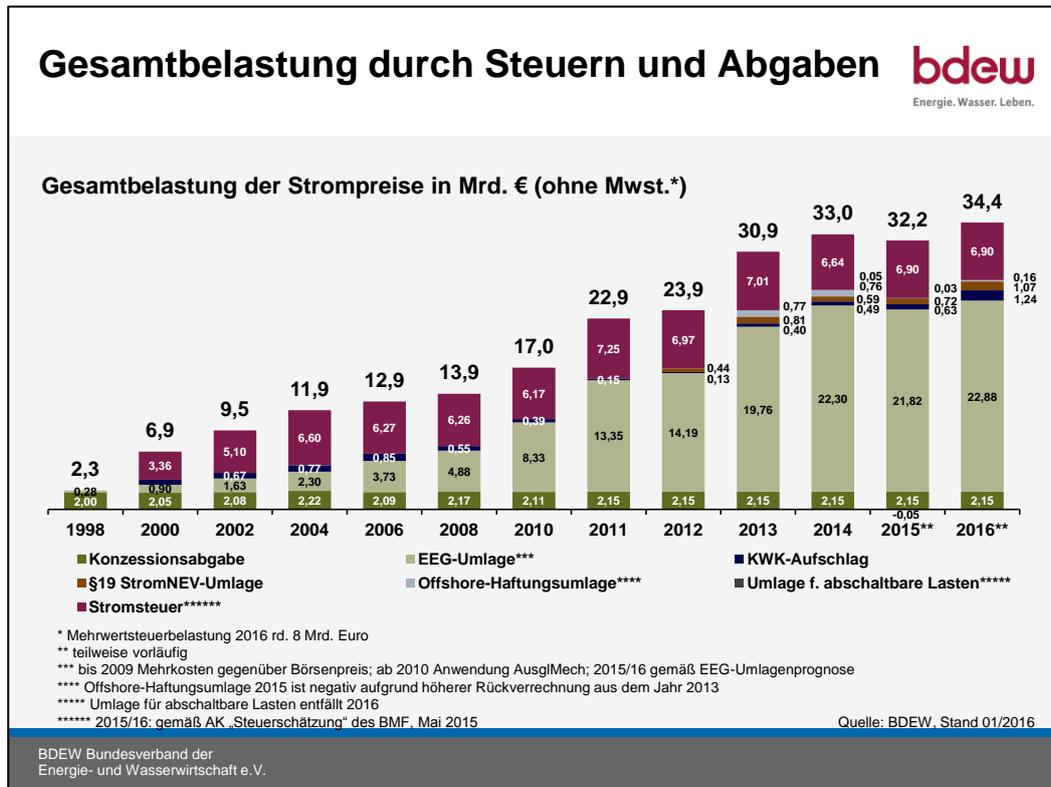
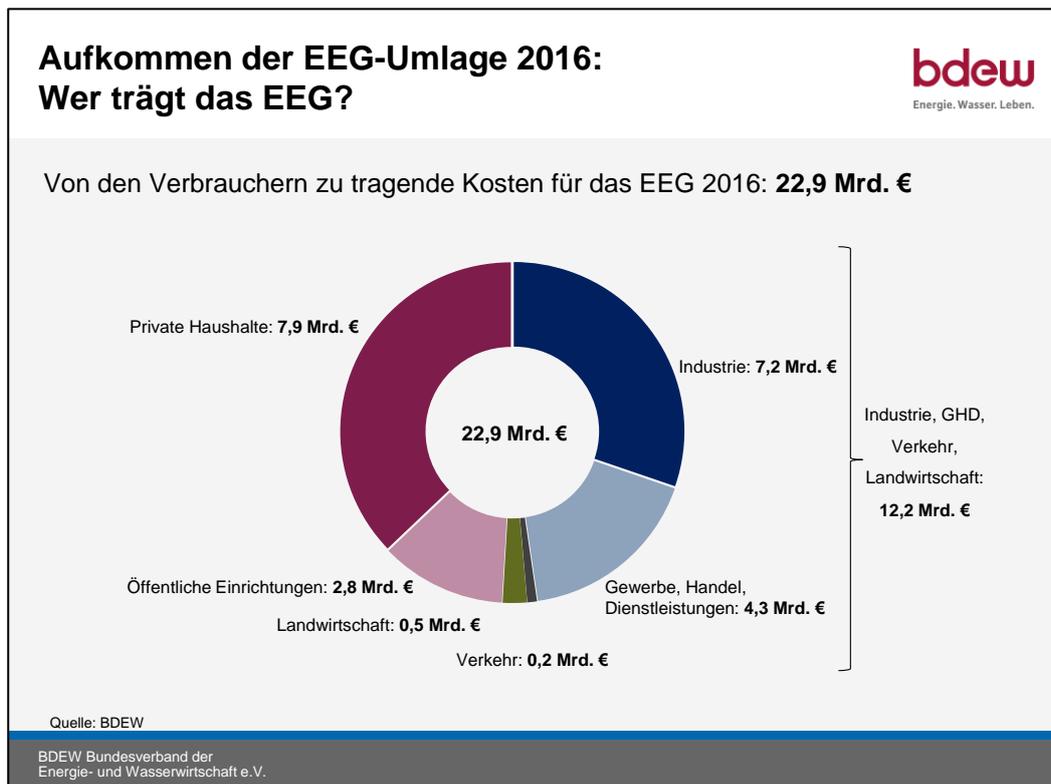


Abb. 37: Verteilung der EEG-Kosten nach Verbrauchergruppen 2016



Die Verteilung der Gesamtkosten der Förderung Erneuerbarer Energien auf die Sektoren und einzelne Verbrauchergruppen war eines der wichtigen Themen im Vorfeld der EEG-Novellierung 2014 und führte zu Änderungen bei der Behandlung des Selbstverbrauchs aus eigenen Stromerzeugungsanlagen sowie beim Kreis der Anspruchsberechtigten auf Entlastung bei der EEG-Umlage und der Höhe der Entlastung.

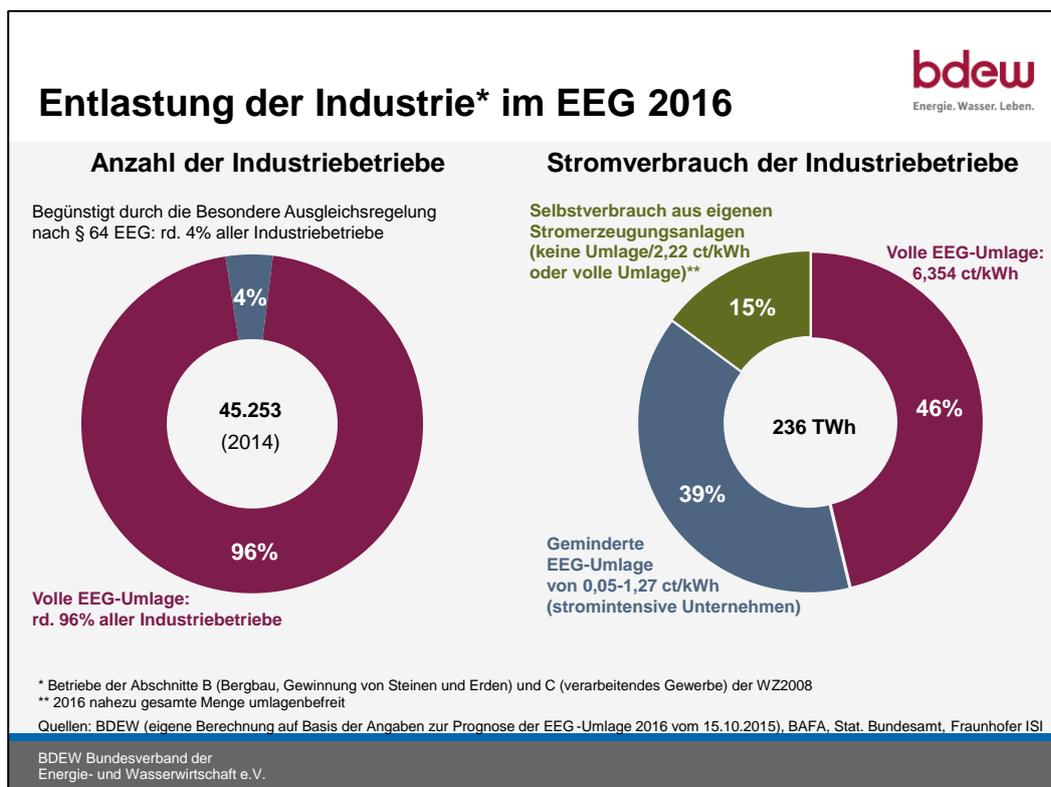
Bezüglich des Selbstverbrauchs sah das EEG 2012 nur für die wenigen Fälle eine EEG-Umlagepflicht vor, in denen in einer Eigenerzeugungsanlage Strom zum eigenen Verbrauch erzeugt wurde. Inzwischen besteht für Neuanlagen teilweise eine vollständige, teilweise eine verringerte EEG-Umlagepflicht und teilweise eine gänzliche Befreiung von der Zahlungspflicht. Die EEG-Umlagepflicht hängt von verschiedenen Faktoren ab: Während die Eigenversorgung aus Bestandsanlagen, die bereits vor dem 01. August 2014 zur Eigenerzeugung genutzt wurden, von der EEG-Umlagepflicht ausgenommen bleibt, hängt die EEG-Umlagepflicht bei der Eigenversorgung aus Neuanlagen von der Anlage selbst ab (z. B. Ausnahmen bei Kleinanlagen bis 10 kW oder verringerte EEG-Umlage bei hocheffizienten KWK-Anlagen), teilweise aber auch von der Belegenheit der Eigenerzeugungsanlage und der Verbrauchsstelle des Eigenversorgers oder von dem konkreten Nutzungsverhalten des Eigenversorgers (z. B. Ausnahme bei Inselbetrieb der Eigenerzeugungsanlage).

Auch stromkostenintensive Industriebetriebe müssen zukünftig stärker zur Finanzierung der Erneuerbaren Energien beitragen. So wurde erstens der Kreis der anspruchsberechtigten Unternehmen auf bestimmte, in Anhang 4 des EEG 2014 genannter Gewerbe bzw. Tätigkeitsbereiche beschränkt. Zweitens wurde die Bemessung der Stromkostenintensität von 14 Prozent auf 16 Prozent für das Kalenderjahr 2015 und auf 17 Prozent ab dem Kalenderjahr 2016 angehoben. Die Stromkostenintensität wird bemessen als Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung. Diese Regelungen entsprechen einer Einigung der Bundesregierung mit der Europäischen Kommission auf Basis der "Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020", wobei einige Details der praktischen Umsetzung bis zum Ende der Übergangsfristen noch abschließend geklärt werden müssen. Als stromkostenintensiv geltende Unternehmen entrichten nun für die erste GWh Letztverbrauch die volle EEG-Umlage, für den darüber hinausgehenden Letztverbrauch fällt eine Umlage in Höhe von 15 Prozent der aktuell gültigen EEG-Umlage an. Zusätzlich darf die zu zahlende EEG-Umlage nicht mehr als 4 Prozent der Bruttowertschöpfung übersteigen, sofern die Stromkostenintensität des Unternehmens weniger als 20 Prozent beträgt (sogenanntes „Cap“). Bei Unternehmen, deren Stromkostenintensität über 20 Prozent liegt, darf die zu zahlende EEG-Umlage maximal 0,5 Prozent der Bruttowertschöpfung betragen (sogenanntes „Super-Cap“). Zudem gibt es weitere Detailregelungen sowie Übergangsbestimmungen, um den Unternehmen eine schrittweise Anpassung an die geänderten Bedingungen bis 2018 zu ermöglichen. Für das Jahr 2016 liegen dem Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (BAFA) bislang 2.031 Anträge für 3.141 Abnahmestellen vor (Stand 18.12.2015). Die damit verbundene Strommenge in der Besonderen Ausgleichsregelung beläuft sich in den Antragsdaten auf 113 Mrd. kWh und liegt knapp unter der Menge des Vorjahres. Da aber nicht alle Anträge positiv beschieden werden, rechnet das BAFA mit einer beantragten privilegierten Strommenge von 105 Mrd. kWh für 2016. Einen positiven Bescheid für 2016 haben bislang 2.080 Unternehmen erhalten, darunter 1.947 Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit 93 Mrd. kWh und 133 Schienen-

bahnenunternehmen (12 Mrd. kWh). Aufgrund noch offener Verfahren und Widersprüchen können sich diese Zahlen noch leicht ändern. Im Vorjahr lagen dem BAFA ursprünglich 2.462 Anträge mit einer privilegierten Strommenge in Höhe von 116 Mrd. kWh vor, 2015 letztlich begünstigt wurden 2.209 Unternehmen mit einer beantragten Strommenge von 107 Mrd. kWh. Damit ist sowohl die Zahl der Anträge als auch die begünstigte Strommenge gegenüber dem Vorjahr leicht rückläufig und trägt damit zu einer Stabilisierung der EEG-Umlage bei.

Das bedeutet, gut 4 Prozent der über 45.000 Industriebetriebe in Deutschland werden bei der EEG-Umlage entlastet. Die entlastete Strommenge hat gemäß dem Prognosekonzept zur EEG-Umlage 2016 einen Anteil von 39 Prozent am gesamten Industriestromverbrauch, die spezifische EEG-Umlage für diese Strommengen reicht von 0,05 ct/kWh bis 1,27 ct/kWh je nach individueller Charakteristik des jeweiligen Unternehmens (Abb. 38). Auf den Gesamtverbrauch eines begünstigten Unternehmens bezogen fällt die spezifische EEG-Umlage aufgrund der vollen EEG-Umlagepflicht für die erste GWh (Selbstbehalt) in der Regel höher aus. Hinzu kommt, dass die Begünstigung nicht für das gesamte Unternehmen gewährt wird, sondern nur für jene Abnahmestellen, die die Kriterien der Besonderen Ausgleichsregelung erfüllen.

Abb. 38: Entlastung der Industrie: Entlastete Betriebe und Strommengen 2016



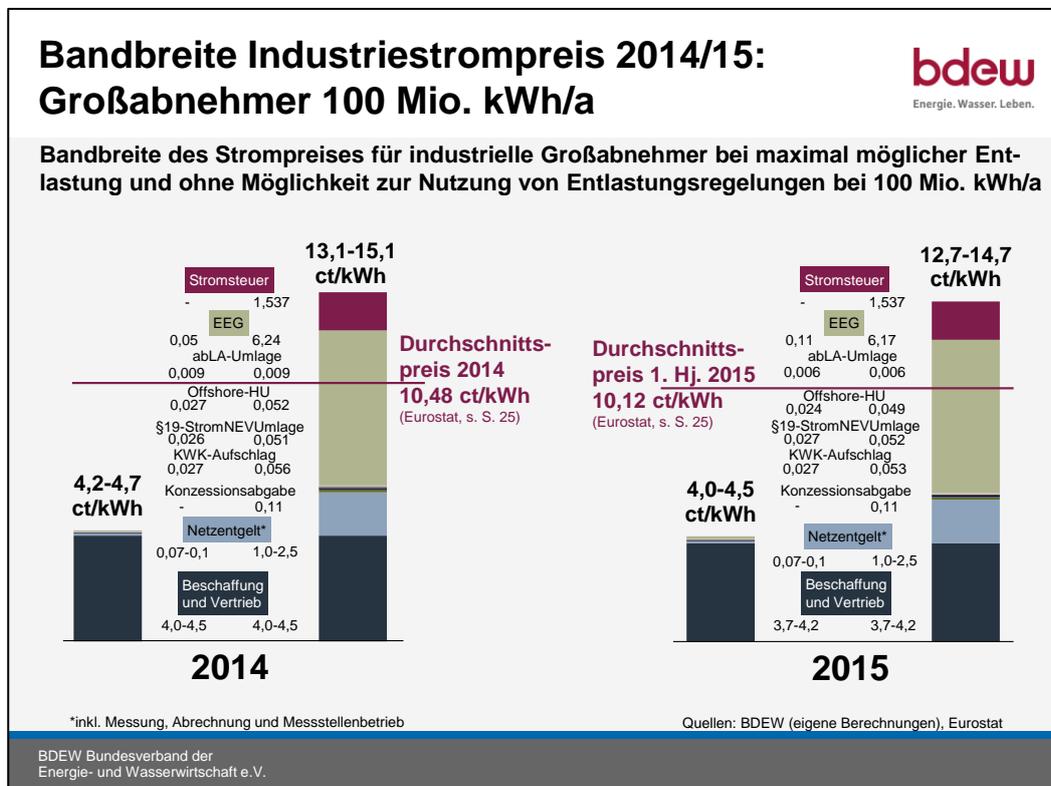
Rund 15 Prozent des Industriestromverbrauchs werden durch Stromerzeugung aus eigenen Stromerzeugungsanlagen gedeckt (Selbstverbrauch). Diese Mengen unterliegen bei Be-

standsanlagen keiner Umlagepflicht, für Neuanlagen sind sowohl eine Befreiung von der EEG-Umlage als auch eine partielle oder volle Entrichtung der EEG-Umlage möglich. Der größte Teil des Industriestromverbrauchs – nämlich 46 Prozent – wird mit der vollen EEG-Umlage belastet. In der Abbildung nicht enthalten ist der entlastete Stromverbrauch der Schienenbahnen, da sie nicht Teil des produzierenden Gewerbes sind. Schienenbahnen unterliegen nun einer Umlagepflicht in Höhe von 20 Prozent der aktuellen EEG-Umlage für den Fahrstromverbrauch. Gleichzeitig ist der bislang bestehende Selbstbehalt im neuen EEG 2014 nicht mehr enthalten.

Auch wenn die Entlastungsregelungen des EEG den stärksten Einfluss auf die Strompreishöhe eines Industriebetriebs haben können, gibt es noch zahlreiche andere Ausnahmetatbestände, die den Strompreis verringern können. Diese sind meistens nicht auf Industriebranchen beschränkt, finden aber im Bereich der Industrie die häufigste Anwendung. Ob ein Verbraucher entlastet wird, hängt von verschiedenen Kriterien ab: Während für die Netzentgelt-Minderung die Charakteristik der Netznutzung entscheidend ist, ist für den KWK-Aufschlag oder der Offshore-Haftungsumlage der Jahresverbrauch oder der Stromkostenanteil maßgeblich. Für die Befreiung von der Konzessionsabgabe ist der bezahlte Durchschnittspreis für Strom entscheidend. Für die im Jahr 2014 neu eingeführte Umlage für abschaltbare Lasten, 2016 jedoch nicht erhobenen, gibt es keine Entlastungsregelungen. Eine pauschale Beurteilung der Preisminderungen für große oder stromintensive Verbraucher ist daher nur schwer möglich, da jeder Verbraucher individuell betrachtet werden muss. Es ist aber möglich, die maximale Bandbreite des Strompreises von Großverbrauchern für 2015 näherungsweise abzuschätzen. Abbildung 39 zeigt dies für einen Großabnehmer mit einem Jahresverbrauch von 100 GWh. Dabei wird einmal der hypothetische Strompreis bei einer maximal möglichen Entlastung ermittelt unter der Annahme, dass dieser Verbraucher sämtliche Kriterien für sämtliche mögliche Entlastungsregelungen erfüllt. Dies ergibt den geringstmöglichen Abnahmepreis, den ein Verbraucher erzielen könnte, auch wenn in der Realität dieses Preisniveau nur sehr wenige Industriebetriebe mit äußerst stromkostenintensiven Produktionsprozessen und hohen Benutzungsstunden erzielen können. Die Obergrenze ist der Preis, der fällig wird, wenn ein Betrieb keinerlei spezifische Entlastungsregelungen beanspruchen kann, wobei die Obergrenze zudem regional unterschiedlich sein kann, da in der Darstellung ein durchschnittliches Netzentgelt angenommen wurde, welches je nach Standort variieren kann. Zudem können die Beschaffungskosten je nach Lieferant unterschiedlich ausfallen. Im Ergebnis ergibt sich für 2015 eine Spannbreite von über 10 ct/kWh mit einem Minimalpreis bei etwa 4,0 bis 4,5 ct/kWh und einem Maximalpreis von knapp 15 ct/kWh. Gemäß Eurostat lag der Durchschnittspreis für Verbraucher von 70 bis 150 GWh Jahresverbrauch bei 10,1 ct/kWh im 1. Halbjahr 2015. Auch wenn man damit keine Aussage über die Verteilung der Preise über die Spannbreite erhält, wird dennoch offensichtlich, dass ein Großteil der Großverbraucher Strompreise von über 10 ct/kWh entrichten muss. Mit der Änderung der Besonderen Ausgleichsregelung wird sich an der Untergrenze zwar nichts ändern, da es formal auch weiterhin möglich ist, eine spezifische EEG-Umlage von 0,05 ct/kWh zu erreichen. In der Praxis wird es aber zukünftig nur noch selten und bei sehr spezifischen individuellen Unternehmenscharakteristika der Fall sein. Dies lässt sich auch aus der gestiegenen Kostenbelastung der entlasteten Industrieunternehmen ablesen. Einige Produktionsprozesse wie beispielswei-

se die Aluminiumverhüttung oder die Grundstoffchemie können unter Umständen zwar Stromkosten von unter 5 ct/kWh erreichen, dennoch gibt es auch andere Großverbraucher – beispielsweise große Automobil- oder Nahrungsmittelhersteller –, die Preise im oberen Bereich der Bandbreite für ihren Fremdstrombezug entrichten müssen. Zudem werden zwei weitere Punkte offensichtlich: Erstens sorgt ein hoher Stromverbrauch nicht zwangsläufig für umfangreiche Entlastungen beim Strompreis und zweitens werden die Unterschiede beim Strompreis in erster Linie durch die Höhe der EEG-Umlage und in zweiter Linie durch die Netzentgeltminderungen bestimmt. Die entstehende Spreizung bei den übrigen Umlagen ist aufgrund der ohnehin schon vergleichsweise geringeren Beträge insgesamt gering.

Abb. 39: Bandbreite Industriestrompreis 2014/15: Großabnehmer 100 GWh/a



Eine zusätzliche Entlastung erfährt unter anderem die Industrie durch die sogenannte Selbstverbrauchsregelung, wonach selbst erzeugter und selbst verbrauchter Strom nicht mit der EEG-Umlage belastet wird, wenn bestimmte Kriterien bezüglich der räumlichen Nähe von Erzeugung und Verbrauch eingehalten werden. Mit In-Kraft-Treten des EEG 2014 gilt dies allerdings nur noch für Bestandsanlagen oder für Neuanlagen, wenn diese weitere Voraussetzungen erfüllen, so z. B. für Kleinanlagen mit einer Leistung bis zu 10 kW und eine maximale Selbstverbrauchsmenge von 10.000 kWh pro Jahr. Ansonsten entrichten Neuanlagen je nach Art und Konfiguration der Anlage entweder einen verringerten Satz der regulären EEG-Umlage (für 2016: 35 Prozent) oder die volle EEG-Umlage für vor Ort selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strom. Diese Regelung ist nicht nur auf die Industrie bezogen, sondern

steht grundsätzlich allen Verbrauchern offen, so beispielsweise auch bei der Selbstverbrauchsregelung für Photovoltaikanlagen oder der Nutzung von stromerzeugenden Heizungen (Mikro-KWK). Den gesamten Selbstverbrauch aus eigenen Stromerzeugungsanlagen beziffert das Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI im Gutachten zur Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher, welches für die Berechnung der EEG-Umlage 2016 maßgeblich ist, auf insgesamt 51,6 Mrd. kWh, wovon 50,8 Mrd. kWh auf Bestandsanlagen entfallen und somit keine EEG-Umlage entrichten müssen. Weitere 0,3 Mrd. kWh stammen aus Neuanlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kW und sind damit umlagebefreit. Lediglich für 0,5 Mrd. kWh des Selbstverbrauchs muss eine anteilige EEG-Umlage entrichtet werden. Mit zunehmender Dauer ist aber davon auszugehen, dass die umlagepflichtigen Selbstverbrauchsmengen mit der Errichtung weiterer Neuanlagen zunehmen werden. Eine exakte sektorale Zuordnung der Selbstverbrauchsmengen ist mit den derzeitigen verfügbaren Daten leider nicht möglich. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein großer Teil des Selbstverbrauchs konventionellen Bestandsanlagen aus der Industrie zuzurechnen sind. Aber auch die gewerbliche Eigenerzeugung wie beispielsweise in Gewerbekomplexen, Hotels und Krankenhäusern, in öffentlichen Einrichtungen (z. B. Schwimmbäder), bei Verkehrsbetrieben in der Landwirtschaft und in privaten Haushalten nutzen die Selbstverbrauchsoption teilweise intensiv. Der gesamte Selbstverbrauch aus Photovoltaikanlagen wird in der EEG-Umlagenprognose 2016 mit 2,3 Mrd. kWh angegeben, in eigenen Schätzungen geht der BDEW von insgesamt 3,9 Mrd. kWh aus (s. dazu auch Kap. 11). Darüber hinaus werden häufig Blockheizkraftwerke für die lokale Versorgung mit Strom und Wärme eingesetzt.

Aber ähnlich wie bei der differenzierten Förderung verschiedener Erneuerbaren-Technologien, ist auch hier eine differenzierte Betrachtung der Selbstverbräuche aus eigenen Stromerzeugungsanlagen hilfreich. Zum einen sind es höchst unterschiedliche Verbrauchergruppen – von Industriebetrieben über kleine Gewerbebetriebe oder öffentlichen Einrichtungen bis hin zu privaten Haushalten –, zum anderen weisen aber auch die unterschiedlichen Erzeugungsarten und eingesetzten Energieträger sehr unterschiedliche Eigenschaften auf. Ein Beispiel um die Vielschichtigkeit des Selbstverbrauchs aufzuzeigen, ist die Stromerzeugung aus Klärgas. Klärgas ist ein Kuppelprodukt, das beim Ausfaulen des Klärschlammes in Kläranlagen entsteht und in der Vergangenheit weitestgehend abgefackelt wurde. Seit einigen Jahrzehnten wird Klärgas in Blockheizkraftwerken verstromt, die Stromerzeugung wird direkt in den Kläranlagen verbraucht und deckt den Strombedarf von Pumpen- und Belüftungsantrieben. Damit ist Klärgas erstens ein Erneuerbarer Energieträger und zweitens sowieso als Kuppelprodukt vorhanden, das durch die Verstromung einer energetischen Nutzung zugeführt wird. Eine Belastung dieser Selbstverbräuche reduziert die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen und müsste wiederum durch eine Anhebung des anzulegenden Werts für Strom aus Klärgasanlagen kompensiert werden. Andernfalls würden Ersatz- und Neuinvestitionen verhindert, wodurch Klärgas wieder verstärkt abgefackelt würde. Zudem handelt es sich bei Kläranlagen um eine notwendige Infrastruktur, die zudem in der Regel in öffentlicher Hand ist, d. h. Kostenbelastungen des Selbstverbrauchs müssten aus dem Haushalt von Städten und Kommunen getragen oder über Gebührenerhöhungen finanziert werden. Das Beispiel zeigt die Notwendigkeit einer differenzierten Betrachtung: Herkunft und Art des Energieträgers, ökologi-

sche Aspekte, Verwendung des Stromverbrauchs, Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung, Nutzer des Stromverbrauchs, Art des Betriebs, beteiligte Akteure und Auswirkung einer Kostenerhöhung sind vielschichtige Aspekte, die in eine Bewertung einfließen sollten. Auch für andere Kuppelgase gilt generell, dass sie als Nebenprodukt entstehen und ihre energetische Nutzung sinnvoll ist, da sie Brennstoffverbräuche in konventionellen Kraftwerken substituieren können.

## **10 Der Merit-Order-Effekt: Wie Wind und Sonne den Strompreis beeinflussen**

Der wachsende Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung hat einen preismindernden Effekt auf die Preise am Spotmarkt im Stromgroßhandel. Dieser Effekt ist als sogenannter Merit-Order-Effekt bekannt. Gemäß der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) dürfen die Übertragungsnetzbetreiber den in EEG-Anlagen erzeugten und mit einer festen Einspeisevergütung vergüteten Strom „...*nur am Spotmarkt einer Strombörse nach Maßgabe der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung vermarkten.*“, d. h. es besteht ein Vermarktungsgebot. Da sämtliche in das Netz aufgenommenen EEG-Strommengen am Spotmarkt vermarktet werden müssen, gehen die Übertragungsnetzbetreiber im Prinzip als reine Preisnehmer ohne Preisgebot in den Markt. Damit erweitern sie das Stromangebot und verdrängen am oberen Ende der Merit-Order – der aus den unterschiedlichen Produktionskosten der einzelnen Kraftwerke entstehenden Angebotskurve – die jeweils teuersten Anbieter aus dem Markt. Die Angebotsausweitung durch die Einspeisung und Vermarktung von EEG-Strommengen ohne Preisgebot führt letztlich zu einem geringeren Marktpreis als ohne diese Angebotsmengen.

Im Grundsatz änderte auch die 2012 eingeführte Marktprämie zur Direktvermarktung daran nichts, da die dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik bei den Direktvermarktern in jedem Fall anfällt und die Vermarktung einer Abregelung der Anlagen in der Regel vorzuziehen ist. Die Abbildungen 40 und 41 zeigen den Merit-Order-Effekt illustrativ für die Windenergie und die Photovoltaik. Abbildung 40 zeigt die stundenweise Einspeisung aus Windenergie absteigend sortiert (blaue Linie) sowie die jeweiligen stündlichen Preise (rosa Punkte) am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot für das Jahr 2015. Die lineare Glättung der einzelnen Preise (rote Linie) zeigt deutlich, dass bei hoher Windeinspeisung der Spotpreis im Durchschnitt geringer wird und zwischen hoher Windeinspeisung und sehr geringer Windeinspeisung eine mittlere Preisdifferenz von rund 20 €/MWh besteht. Die hohe Streuung der einzelnen Preise zeigt aber auch, dass der Spotpreis auch von anderen Faktoren beeinflusst wird.

Abb. 40: Merit-Order-Effekt Windenergie: Wind und Spotpreis 2015

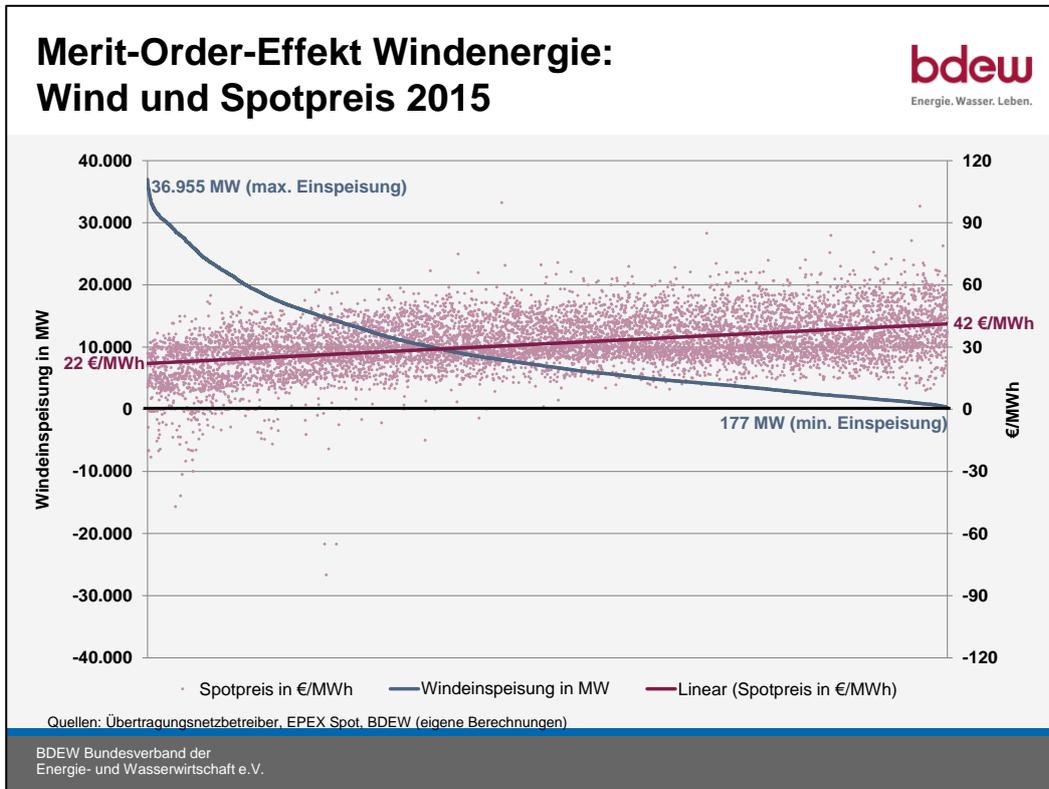
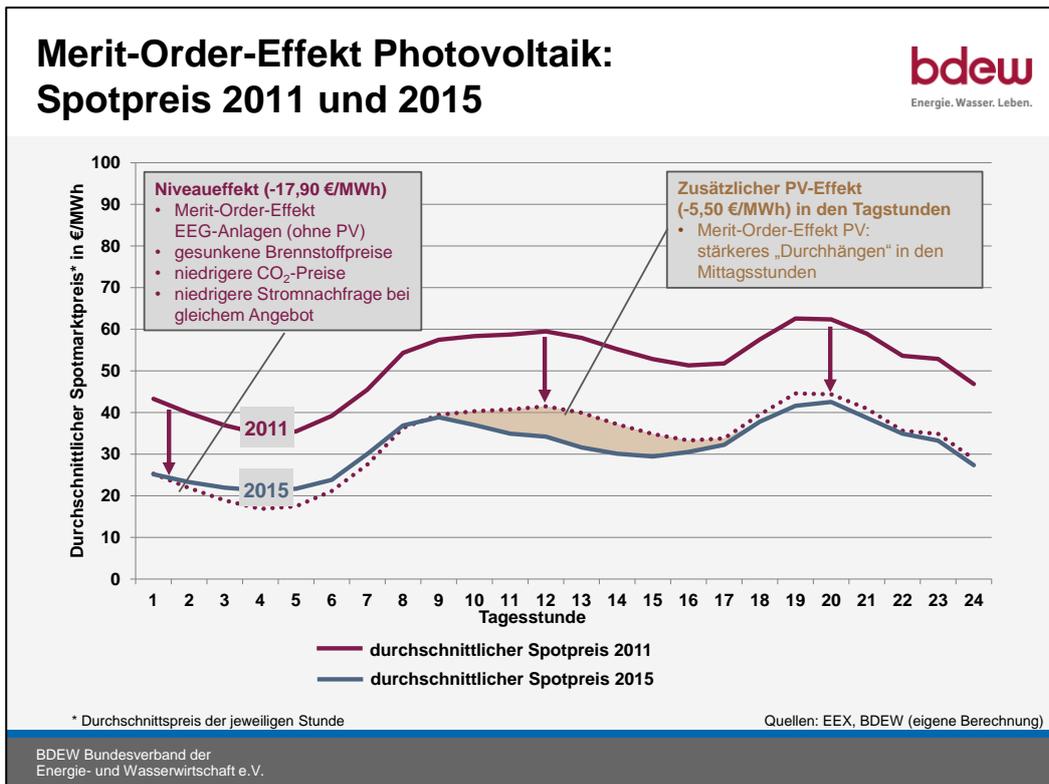


Abb. 41: Merit-Order-Effekt Photovoltaik: Spotpreis 2011 und 2015



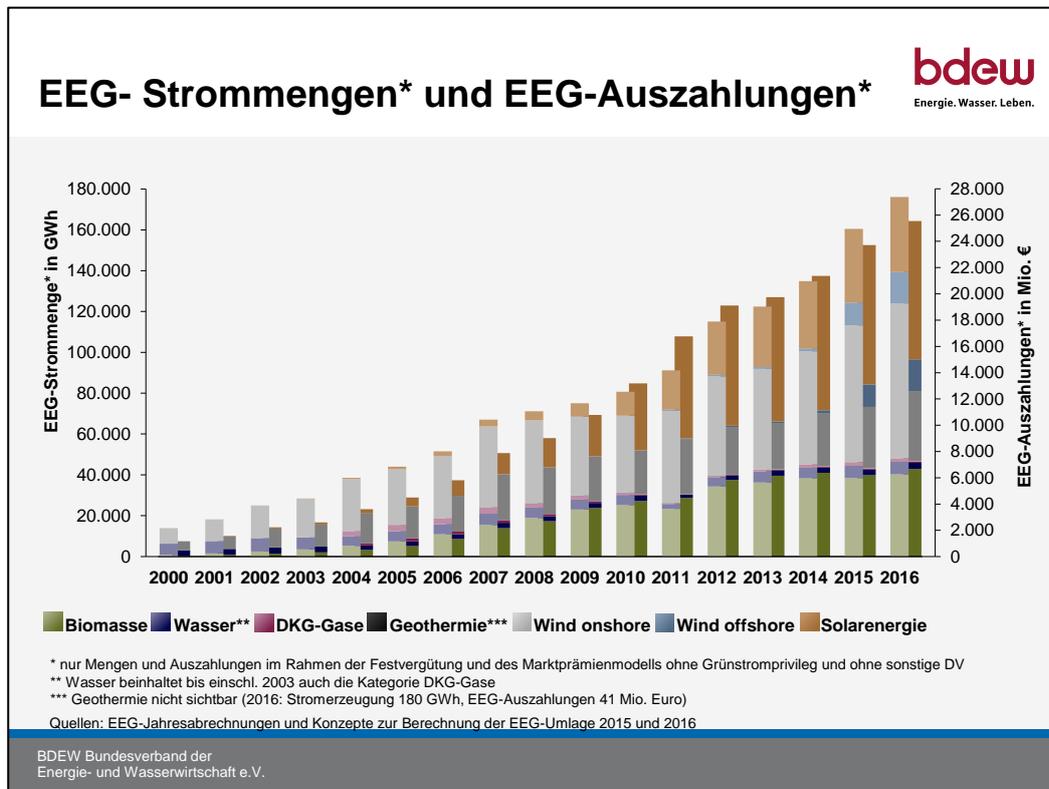
Für die Photovoltaik lässt sich der Merit-Order-Effekt besser an den Durchschnittspreisen für die einzelnen Tagesstunden zeigen, da die Photovoltaik über den Tag hinweg einen gleichartigeren Verlauf als die Windeinspeisungen aufweist. Die Preiskurve der stündlichen Spotmarktpreise folgt dabei in etwa dem üblichen Lastverlauf, also dem Strombedarf der Verbraucher mit niedriger Nachfrage und niedrigeren Preisen in den Nachtstunden und hoher Nachfrage mit höheren Preisen zur Mittags- und Abendspitze. Abbildung 41 zeigt die stündlichen Durchschnittspreise für das Jahr 2011 (rote Linie) und für das Jahr 2015 (blaue Linie). Dabei wird zuerst der generelle Preisrückgang offensichtlich, der von einer Vielzahl von Faktoren wie der Entwicklung der Brennstoffpreise insgesamt, der mittelfristigen Nachfragenentwicklung, Verschiebungen im Erzeugungsmix, den CO<sub>2</sub>-Preisen sowie dem Merit-Order-Effekt der anderen EEG-Anlagen verursacht wird. Dieser Niveaueffekt beträgt 2015 gegenüber 2011 knapp 18 €/MWh am Spotmarkt.

Senkt man nun die Preiskurve des Jahres 2011 um den Niveaueffekt auf das Preisniveau 2015 ab, erkennt man, dass der Verlauf der durchschnittlichen Stundenpreise in den Abend- und Nachtstunden sehr ähnlich geblieben ist. In den Tagstunden jedoch, wenn die Stromerzeugung aus Photovoltaik vermarktet wird, hängt die Verlaufskurve stärker durch. Im Durchschnitt war das Preisniveau am Spotmarkt zwischen 11 und 18 Uhr zusätzlich 5,50 €/MWh niedriger als im Jahr 2011, die höchste durchschnittliche Abweichung wurde in der Stunde von 13 bis 14 Uhr mit 8,30 €/MWh erreicht. Nur auf die Sommermonate bezogen fällt der zusätzliche Merit-Order-Effekt der Photovoltaik in den Tagesstunden nochmals stärker aus. Da es sich zudem um eine Betrachtung der Durchschnittswerte handelt, kann die Preisabweichung in einzelnen Stunden mit spezifischen Einspeise- und Nachfragesituationen ebenfalls deutlich höher oder auch geringer sein.

## 11 EEG-Vergütungssätze und ihre Wirkung auf die EEG-Umlage

Das EEG hat zu einem kontinuierlichen Anstieg der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen geführt. In den Anfangsjahren waren Wasserkraft und die Windenergie die maßgeblichen Energieträger. Zudem wurde die Stromerzeugung aus Biomasse kontinuierlich ausgebaut. Im Jahr 2005 wurde auch aus Photovoltaikanlagen erstmals mehr als eine Mrd. kWh Strom erzeugt, im Jahr 2015 waren es nach vorläufigen Berechnungen knapp 36 Mrd. kWh (ohne nicht-vergüteten Selbstverbrauch). Parallel dazu ist die EEG-Vergütungssumme ebenfalls kontinuierlich angestiegen. Mit der forcierten Entwicklung bei Photovoltaikanlagen stieg die Vergütungssumme überproportional im Vergleich zur Stromerzeugung aus anderen EEG-Anlagen, mit der deutlichen Vergütungsdegression wurde dieser Anstieg aber inzwischen gedämpft. (Abb. 42). In der Grafik und den Tabellen sind für die Jahre 2015 und 2016 noch die Prognosewerte der Konzepte zur Berechnung der EEG-Umlage angegeben.

Abb. 42: EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen seit 2000



Tab. 6: Entwicklung der EEG-geförderten Strommengen nach Energieträgern seit 2000

EEG-geförderte* Strommengen in Mio. kWh	Wasser**	DKG-Gase**	Biomasse (fest, flüssig, gasf.)	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Gesamt
2000	5.486	.	780	0	7.550	0	38	13.854
2001	6.088	.	1.472	0	10.509	0	76	18.145
2002	6.579	.	2.442	0	15.786	0	162	24.969
2003	5.908	.	3.484	0	18.713	0	313	28.418
2004	4.616	2.589	5.241	0	25.509	0	556	38.511
2005	4.953	3.136	7.366	0	27.229	0	1.282	43.966
2006	4.924	2.789	10.902	0	30.710	0	2.220	51.545
2007	5.426	3.186	15.524	15	39.536	0	3.366	67.053
2008	4.982	2.208	18.947	18	40.574	0	4.420	71.148
2009	4.877	2.020	22.980	19	38.542	38	6.578	75.054
2010	5.049	1.160	25.146	28	37.460	174	11.683	80.699
2011	2.397	487	23.374	19	45.043	568	19.339	91.228
2012	4.604	717	34.256	25	48.617	722	26.130	115.071
2013	5.447	802	36.196	80	49.359	905	29.605	122.394
2014	5.158	1.609	38.309	98	55.279	1.449	33.865	135.768
2015***	6.092	1.679	38.358	159	66.873	11.231	34.987	159.379
2016***	6.160	1.607	40.223	180	75.753	15.380	35.483	174.786

\* bis 2010 EEG-vergütet; 2011 EEG-vergütet zzgl. vergüteter PV-Selbstverbrauch; ab 2012 EEG-vergütet zzgl. vergüteter PV-Selbstverbrauch, Marktprämie und Flexibilitätsprämie, ohne Grünstromprivileg oder sonstige Direktvermarktung

\*\* Strommengen der Kategorie Wasser beinhalten bis einschl. 2003 auch Strommengen der Kategorie Gase

\*\*\* gemäß Prognosekonzepte zur EEG-Umlage 2015 und 2016 vom 15.10.2014 bzw. 15.10.2015 (vergüteter PV-Selbstverbrauch geschätzt)

Tab. 7: Entwicklung der EEG-Auszahlungen nach Energieträgern seit 2000

EEG-Auszahlungen\* in Mio. €

	Wasser**	DKG-Gase**	Biomasse (fest, flüssig, gasf.)	Geothermie	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Gesamt
2000	395,8	.	75,0	0,0	687,1	0,0	19,4	1.177,3
2001	441,6	.	140,0	0,0	956,4	0,0	38,6	1.576,6
2002	476,8	.	231,7	0,0	1.435,3	0,0	81,7	2.225,5
2003	427,5	.	326,7	0,0	1.695,9	0,0	153,7	2.603,8
2004	337,7	182,2	508,5	0,0	2.300,5	0,0	282,6	3.611,5
2005	364,1	219,8	795,2	0,0	2.440,7	0,0	679,1	4.498,9
2006	366,6	195,6	1.337,4	0,1	2.733,8	0,0	1.176,8	5.810,3
2007	392,5	230,5	1.837,2	2,2	3.506,3	0,0	1.684,6	7.653,3
2008	378,8	155,9	2.698,7	2,6	3.561,0	0,0	2.218,6	9.015,6
2009	382,4	142,6	3.700,0	3,7	3.394,5	5,6	3.156,5	10.779,8
2010	421,1	83,3	4.240,4	5,7	3.315,6	26,1	5.089,9	13.182,1
2011	231,1	35,9	4.476,2	3,9	4.164,7	85,2	7.766,1	16.763,0
2012	347,4	46,4	5.842,5	5,5	3.625,4	95,3	9.156,0	19.118,5
2013	420,2	48,2	6.158,4	18,7	3.523,2	122,6	9.346,0	19.637,3
2014	401,0	82,6	6.398,0	22,8	4.046,0	213,0	10.230,2	21.393,6
2015***	435,7	85,6	6.194,7	36,4	4.639,1	1.716,9	10.604,8	23.713,2
2016***	471,1	85,7	6.673,4	41,1	5.337,1	2.413,2	10.520,3	25.541,9

\* bis 2010 EEG-vergütet; 2011 EEG-vergütet zzgl. vergüteter PV-Selbstverbrauch; ab 2012 EEG-vergütet zzgl. vergüteter PV-Selbstverbrauch,

Marktprämie und Flexibilitätsprämie, ohne Grünstromprivileg oder sonstige Direktvermarktung

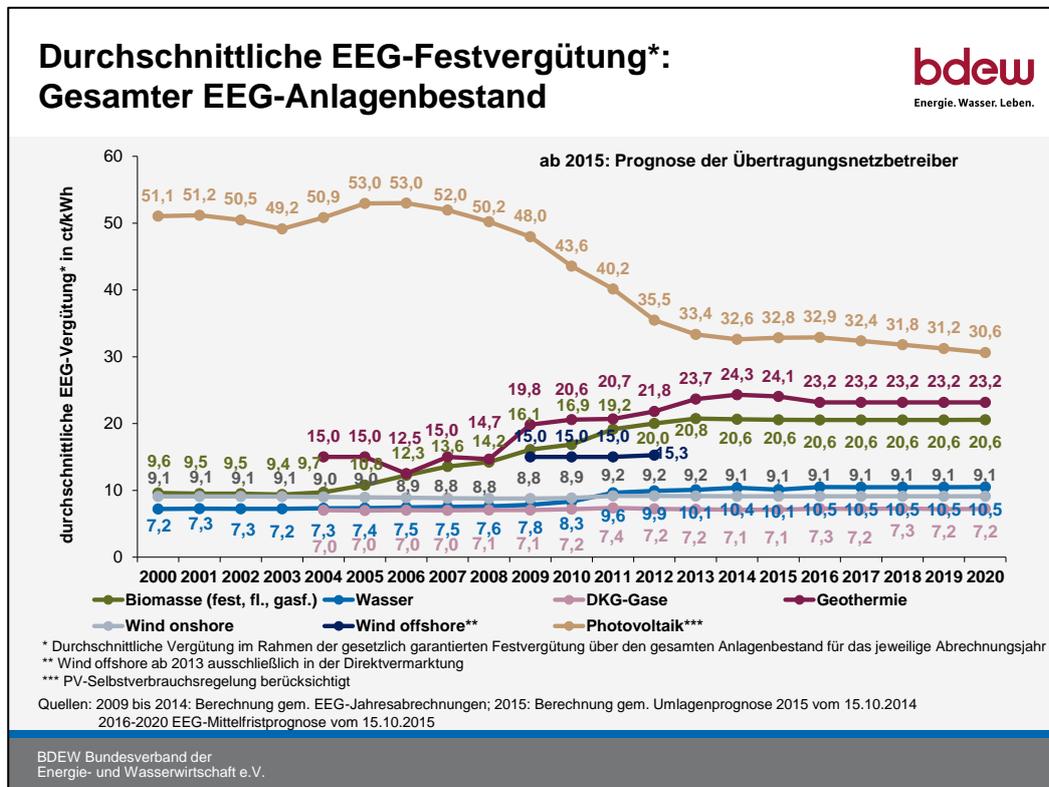
\*\* Strommengen der Kategorie Wasser beinhalten bis einschl. 2003 auch Strommengen der Kategorie Gase

\*\*\* gemäß Prognosekonzepte zur EEG-Umlage 2015 und 2016 vom 15.10.2014 bzw. 15.10.2015

Die unterschiedliche Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen und der Vergütungssumme ist eine Folge der unterschiedlichen Vergütungssätze für einzelne Anlagekategorien. Innerhalb dieser Anlagekategorien gibt es Vergütungskategorien, die in Abhängigkeit von Kriterien wie Inbetriebnahmejahr, Anlagengröße oder Bonus- und Sonderregelungen für spezielle Anlagentypen den spezifischen Vergütungssatz für eine EEG-Anlage festlegen. Insgesamt gab es Ende 2015 über 4.300 mögliche Kategorien allein für die gesetzliche Einspeisevergütung, davon über 3.400 im Bereich der Biomasse. Hinzu kommen zahlreiche weitere Vergütungskategorien für die Beanspruchung der Marktprämie oder der Nutzung der sonstigen Direktvermarktung, Selbstverbrauch, für die Erfassung der vermiedenen Netzentgelte oder für Sonderfälle, wie beispielsweise bei der Verletzung von Nachweis- oder Meldepflichten.

Vor allem die zeitliche Entwicklung der Vergütungssätze für einzelne Erzeugungstechnologien gibt Aufschluss über die Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen. Abbildung 43 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütungssätze für die einzelnen Anlagenkategorien über den gesamten Anlagenbestand für die jeweiligen Abrechnungsjahre, also für das Jahr 2014 die durchschnittliche Vergütung über alle Anlagen, die im Jahr 2014 Strom eingespeist haben. Die Angaben ab 2016 entstammen der EEG-Mittelfristprognose bis zum Jahr 2020. Dabei werden nur Zahlungen für Strommengen berücksichtigt, die über die gesetzlich garantierte Festvergütung vergütet wurden.

Abb. 43: Zeitliche Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung für den gesamten Anlagenbestand nach Anlagekategorien 2000 bis 2020

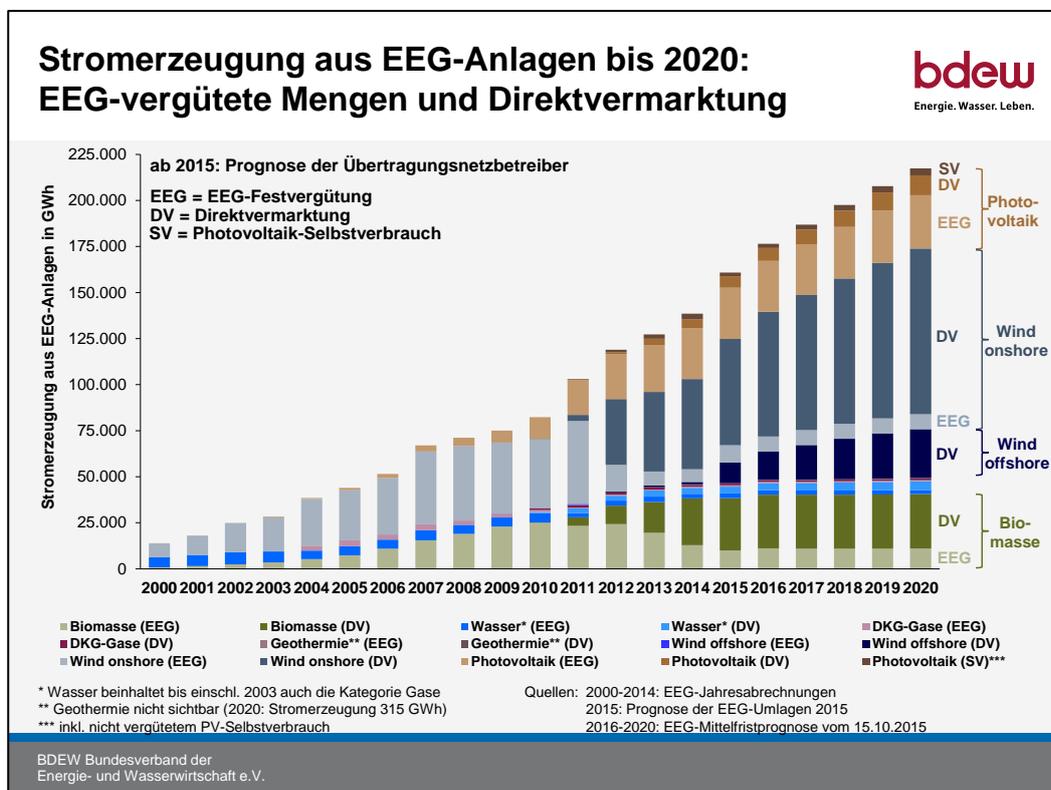


Zahlungen an Direktvermarkter im Rahmen der Marktprämie sowie Effekte des Grünstromprivilegs (anwendbar bis August 2014) sind nicht berücksichtigt, da bei diesen zwar die Vergütungskategorie bekannt, statistisch aber die Zahlungsflüsse der Marktprämie erfasst werden, welche geringer ausfallen. Daher kann der Vergütungsdurchschnitt nur für Anlagen berechnet werden, die die gesetzliche Vergütung beansprucht haben. Zwar wird die Höhe der Marktprämie indirekt von der gesetzlichen Vergütung für eine Anlage bestimmt. Eine Einbeziehung der über das Marktprämienmodell geförderten Anlagen für eine Berechnung der durchschnittlichen Vergütung würde aber eine Parallelrechnung auf Ebene der Einzelanlagen erforderlich machen, bei der unterstellt würde, dass alle Anlagen die Festvergütung beansprucht hätten, auf dieser Basis die EEG-Auszahlungen berechnet würden und dann eine durchschnittliche Vergütung ermittelt würde. Eine solche Berechnung wäre sehr aufwändig und kann an dieser Stelle nicht geleistet werden. Aber auch die Betrachtung der Anlagen, die die gesetzliche Festvergütung beanspruchen, gibt hinreichend guten Aufschluss über die zeitliche Entwicklung der Vergütungssätze.

Es wird sichtbar, dass bei der Photovoltaik die deutliche Absenkung der Vergütungssätze in den vergangenen Jahren ihre Wirkung gezeigt hat. Einerseits durch die Absenkung selbst und andererseits, weil die seit 2010 zugebauten Mengen inzwischen einen großen Anteil der gesamten installierten Leistung ausmachen und somit die abgesenkten Vergütungssätze der neu installierten Anlagen auch den Durchschnitt über alle Anlagen entsprechend mindert. Ab

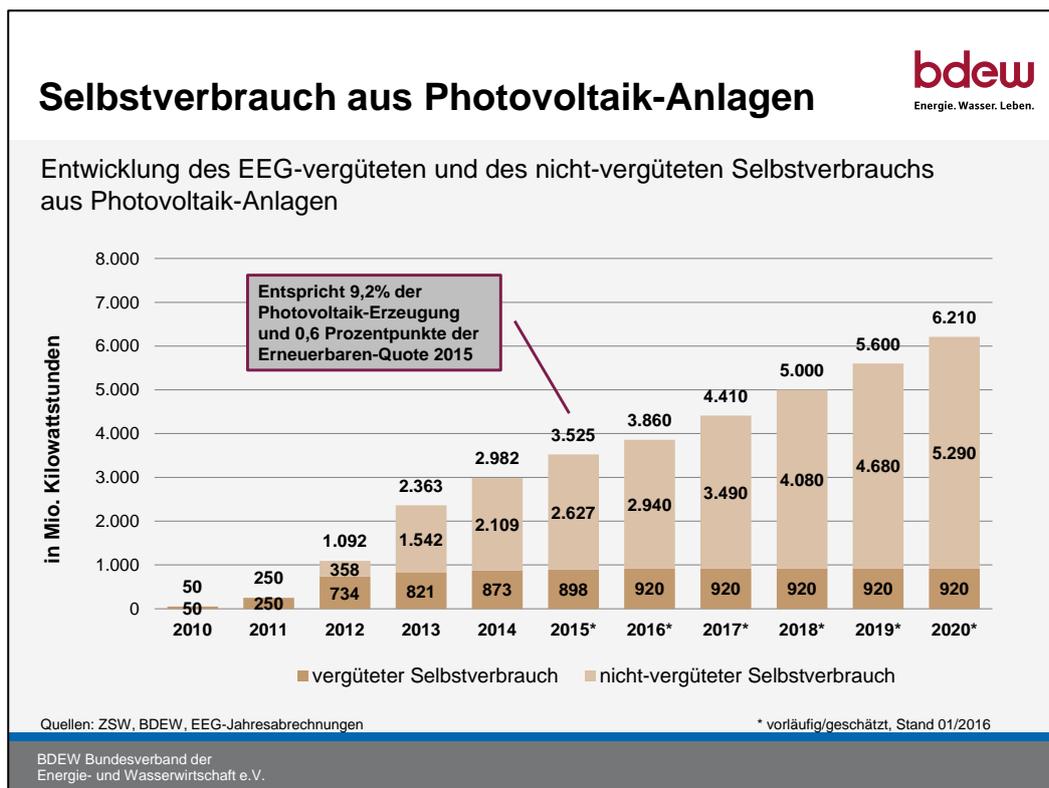
dem Jahr 2014 verläuft die Kurve flacher, da erstens die absolute Vergütung für Photovoltaik nicht mehr so stark sinkt wie in den Jahren zuvor, zweitens die jährlichen Zubauraten geringer ausfallen als in den Jahren 2009 bis 2013 und drittens der Anlagenbestand relativ groß ist, d. h. neu hinzukommende Anlagen mit geringerer Vergütung wirken sich nicht mehr so stark auf die durchschnittliche Vergütung über den gesamten Anlagenbestand aus. Bei den anderen Anlagekategorien ist trotz der Vergütungsdegression kein Absinken der durchschnittlichen Vergütung erkennbar, in manchen Anlagekategorien steigt die durchschnittliche Vergütung sogar minimal. Dies ist dann der Fall, wenn die Direktvermarktung überwiegend für jene Anlagen attraktiv ist, deren Vergütungssätze eher im unteren Bereich der Spannbreite einer Anlagenkategorie liegen, d. h. Anlagen mit geringen Vergütungssätzen verlassen das System der garantierten Einspeisevergütung eher, wodurch die durchschnittliche Vergütung der verbleibenden EEG-geförderten Anlagen innerhalb einer Anlagenkategorie ansteigt. Da hier aber nur die durchschnittliche Vergütung jener Anlagen dargestellt ist, die die gesetzliche Vergütung beanspruchen, kann aus der Entwicklung nicht geschlossen werden, dass diese Anlagen bei einer Gesamtbetrachtung höhere spezifische EEG-Auszahlungen beanspruchen. Bei der Biomasse spielt dies eine Rolle, die Schwankungen sind aber vermutlich eher eine Folge neu eingeführter Vergütungskategorien und Bonusregelungen. Für Offshore-Wind wird ab 2013 kein Wert mehr ausgewiesen, da diese Anlagen nahezu vollständig direkt vermarktet werden und somit ein Durchschnittswert für die Festvergütung nicht ermittelt werden kann.

Abb. 44: Direktvermarktung der EEG-Strommengen bis 2020



Über alle Anlagen betrachtet ergab sich für das Abrechnungsjahr 2014 eine durchschnittliche Festvergütung von 25,1 ct/kWh (2013: 24,3 ct/kWh). Der Anstieg resultiert vor allem aus einem weiteren Wechsel von Windenergie- und Biomasseanlagen von der gesetzlichen Vergütung in die Direktvermarktung, wie Abbildung 44 illustriert. Dies bedeutet nicht, dass dadurch die spezifischen Kosten der EEG-Stromerzeugung gestiegen sind, sondern lediglich eine Verschiebung der EEG-Kosten zwischen Vergütungsmodell und Marktprämienmodell.

Abb. 45: Entwicklung des Selbstverbrauchs aus Photovoltaik Anlagen 2010 bis 2020



Vor allem für die Photovoltaik bildet die EEG-Förderung inzwischen nicht mehr den alleinigen wirtschaftlichen Anreiz, in eine Photovoltaik-Anlage zu investieren. In den letzten drei Jahren ist es vor allem die Möglichkeit den erzeugten Strom vor Ort selbst zu verbrauchen, die einen zusätzlichen Anreiz liefert auch wenn der selbst verbrauchte Strom aus Anlagen, die ab April 2013 errichtet wurden, nicht mehr vergütet wird. So sind Photovoltaikanlagen seit geraumer Zeit nur noch in solchen Fällen wirtschaftlich betreibbar, in denen ein beträchtlicher Anteil des erzeugten Stroms dem Selbstverbrauch dient. Dies gilt sowohl für Anlagen von Privathaushalten als auch im Gewerbebereich. Der Ausbau der Photovoltaik hat in den vergangenen beiden Jahren zwar deutlich an Dynamik verloren, der Umfang des Selbstverbrauchs ist aber dennoch deutlich angestiegen. Dadurch, dass selbst verbrauchter Strom aus Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kW nicht mit EEG-Umlage und anderen Abgaben und Umlagen belastet ist, ist der selbst erzeugte Strom deutlich günstiger als der Fremdbezug von einem Stromlieferanten. Abbildung 45 zeigt die Entwicklung des vergüteten und nicht-

vergüteten Selbstverbrauchs seit dem Jahr 2010. Der vergütete Selbstverbrauch erfährt nur noch geringe Zuwächse, da diese Regelung nur für Anlagen gilt, die zwischen Januar 2010 und April 2012 errichtet wurde. Dieser Anlagenbestand ist damit konstant und Zuwächse können hier nur noch durch eine Erhöhung der Selbstverbrauchsquote erreicht werden, z. B. mit Hilfe intelligenter Steuerungen oder lokalen Speicherlösungen erfolgen. Es ist aber mit einem weiterhin kontinuierlichen Anstieg des nicht-vergüteten Selbstverbrauchs zu rechnen. Abschätzungen gehen davon aus, dass im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Photovoltaik-Anlage die Selbstverbrauchsoption den über die Einspeisevergütung hinausgehenden erzielbaren Erlös je nach Anlage und Selbstverbrauchsquote um 2 bis 4 €cent pro erzeugter kWh erhöht. In dieser Betrachtung fällt der zusätzliche Erlös nicht in Form von Zahlungen an, sondern durch die relative Ersparnis im Vergleich zum Fremdbezug des verbrauchten Stroms.

Führt man die anfallenden Förderkosten im Rahmen der gesetzlichen Einspeisevergütung und die des Marktprämienmodells zusammen, kann daraus abgeleitet werden, welche Anteile der EEG-Umlage 2016 in die Förderung der einzelner Anlagearten fließen. Dabei sind nun neben den Auszahlungen der Einspeisevergütung auch die Marktprämie, die Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen sowie die Vergütung für den Selbstverbrauch aus PV-Anlagen energieträgerspezifisch berücksichtigt. Auf der Kostenseite des „EEG-Kontos“ bilden die Rückzahlung aus dem Jahr 2015 und die Liquiditätsreserve weitere Kostenpositionen, sie stellen aber keine eigenständigen Systemkosten dar (s. dazu Kap. 7). Die Rückzahlung ist eine Folge der Überausstattung des „EEG-Kontos“ im Jahr 2015, d. h. die Auszahlungen an Anlagenbetreiber waren geringer als die Einnahmen aus der EEG-Umlage und den Vermarktungserlösen. Daher ist der Anteil der Rückerstattung in der EEG-Umlage 2016 im ersten Schritt mit negativem Vorzeichen enthalten (Abb. 46). Die Liquiditätsreserve ist das zeitliche Gegenstück zur Nachholung (im Fall der Unterdeckung des „EEG-Kontos“), indem vorab die höheren Auszahlungen ab den Sommermonaten antizipiert werden und darüber die Liquidität der Netzbetreiber gewährleistet wird, um die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber zu bedienen. Beide Kostenpositionen dienen der direkten finanziellen Förderung von EEG-Anlagen und können somit einzelnen Energieträgern verursachungsgerecht zugeordnet werden. Somit entfallen mehr als 40 Prozent oder knapp 2,6 ct der EEG-Umlage 2016 auf die Förderung der Photovoltaik, gut ein Viertel bzw. gut 1,6 ct wird für die Stromerzeugung aus Biomasse verwandt und gut ein Fünftel oder gut 1,3 ct für die Onshore-Windenergie, etwas mehr als 10 Prozent oder knapp 0,7 ct/kWh entfallen auf Offshore-Windenergie (Abb. 46, 2. Säule). Die sonstigen Kosten in Höhe von weniger als einem Prozent umfassen jene Kosten, die bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallen, um die EEG-Strommengen dienstleistend am Spotmarkt zu vermarkten (Profilservicekosten, Börsenzulassung, Handelsanbindung).

Bei den erzeugten Strommengen zeigt sich ein etwas anderes Bild. Rund ein Fünftel der EEG-Erzeugung stammt aus Photovoltaikanlagen, knapp ein Viertel aus Biomasse, mehr als 40 Prozent aus Onshore-Windenergie und weniger als 10 Prozent aus Offshore-Windenergie (Abb. 46, 4. Säule).

Abbildung 47 zeigt die Entwicklung der Anteile an der EEG-Umlage sowie die jeweiligen €cent-Beträge von 2012 bis 2016. Absolut sind die Kosten aller Energieträger gestiegen, was

u. a. mit dem weiteren Ausbau der EEG-Anlagen und den gesunkenen Börsenerlösen zusammenhängt. Der Anteil der Photovoltaik ist gegenüber 2012 am deutlichsten zurückgegangen, während jene der Windenergie angestiegen sind. Das bedeutet nicht, dass die Windenergie an sich teurer geworden ist, sondern dass die Differenzkosten der Onshore-Windenergie relativ stärker angestiegen sind als bei der Biomasse oder Photovoltaik. Da die Onshore-Windenergie insgesamt niedrigere Vergütungssätze als Biomasse oder Photovoltaik aufweist, wirkt der Börsenpreis hier stärker auf die relative Veränderung der Differenzkosten.

Da die EEG-Umlage letztlich der Deckung der Differenzkosten dient, kann auch der Förderbetrag durch die Verbraucher in € pro erzeugter Megawattstunde (MWh) differenziert nach den einzelnen Energieträgern dargestellt werden. Die Abbildungen 48 und 49 zeigen die entsprechenden Werte unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte, für eine Umrechnung in ct/kWh sind die Werte mit dem Faktor zehn zu teilen (100 €/MWh = 10,0 ct/kWh).

Abb. 46: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2016, an den EEG-Auszahlungen und an der EEG-Strommenge

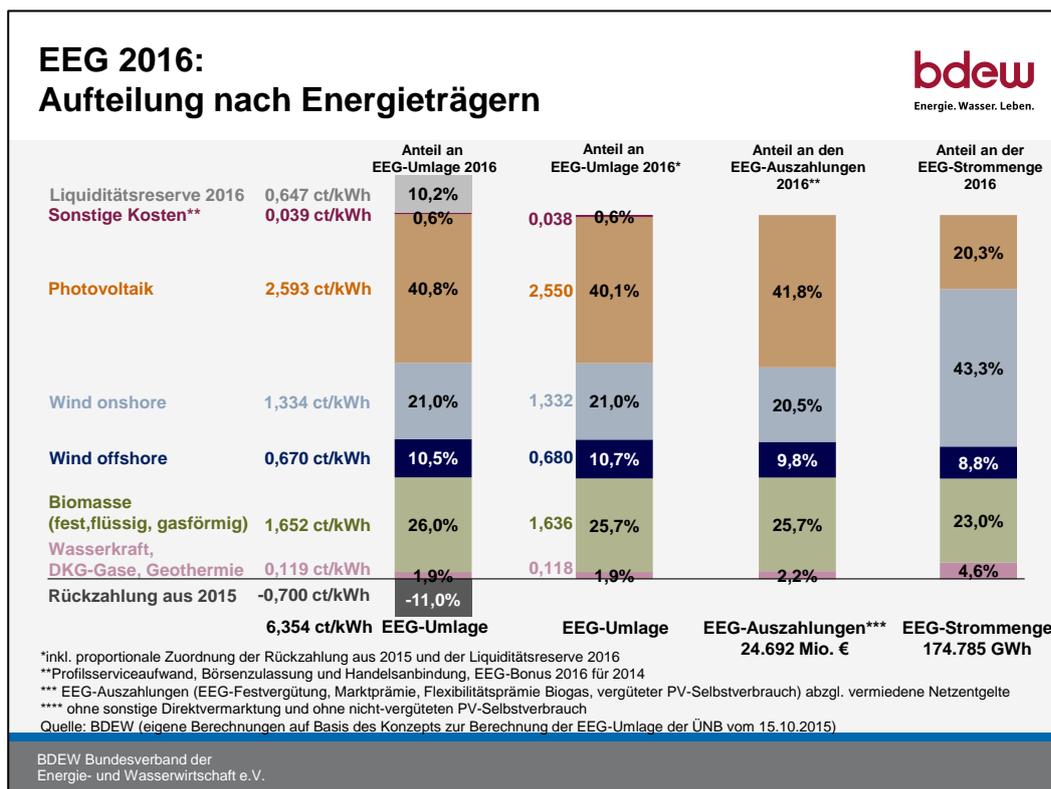


Abb. 47: Anteile einzelner Energieträger an der EEG-Umlage 2012 bis 2016

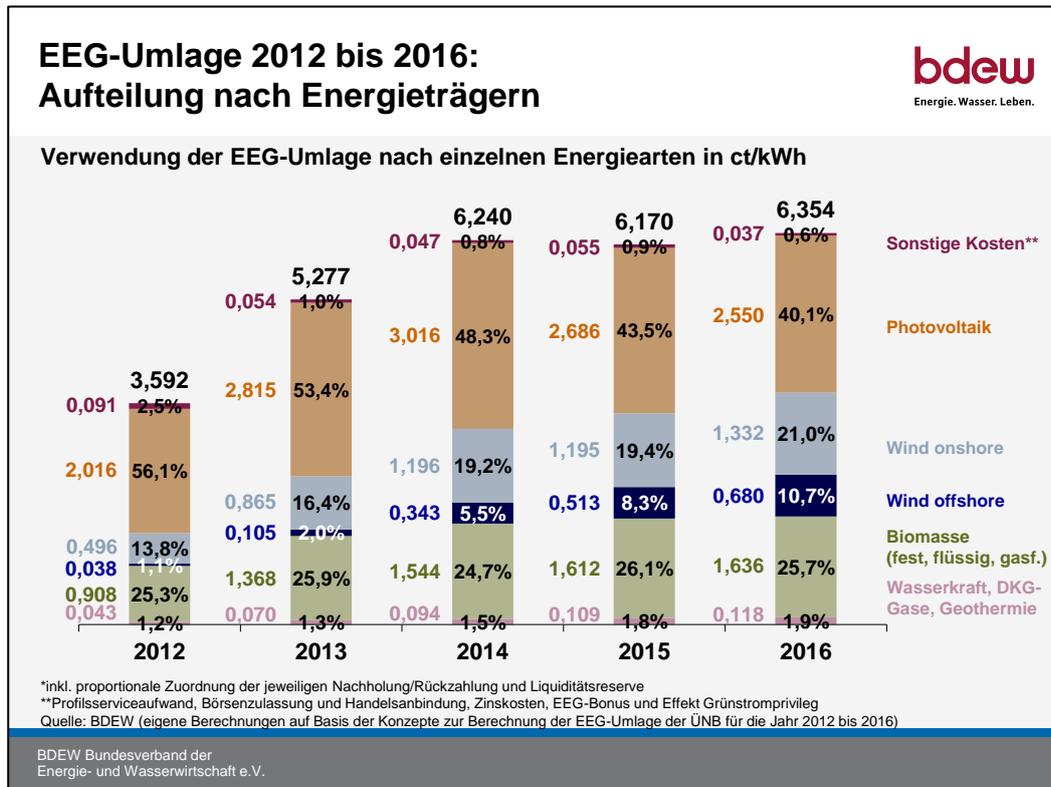


Abb. 48: Förderung der EEG-Stromerzeugung 2016 nach Energieträgern in €/MWh

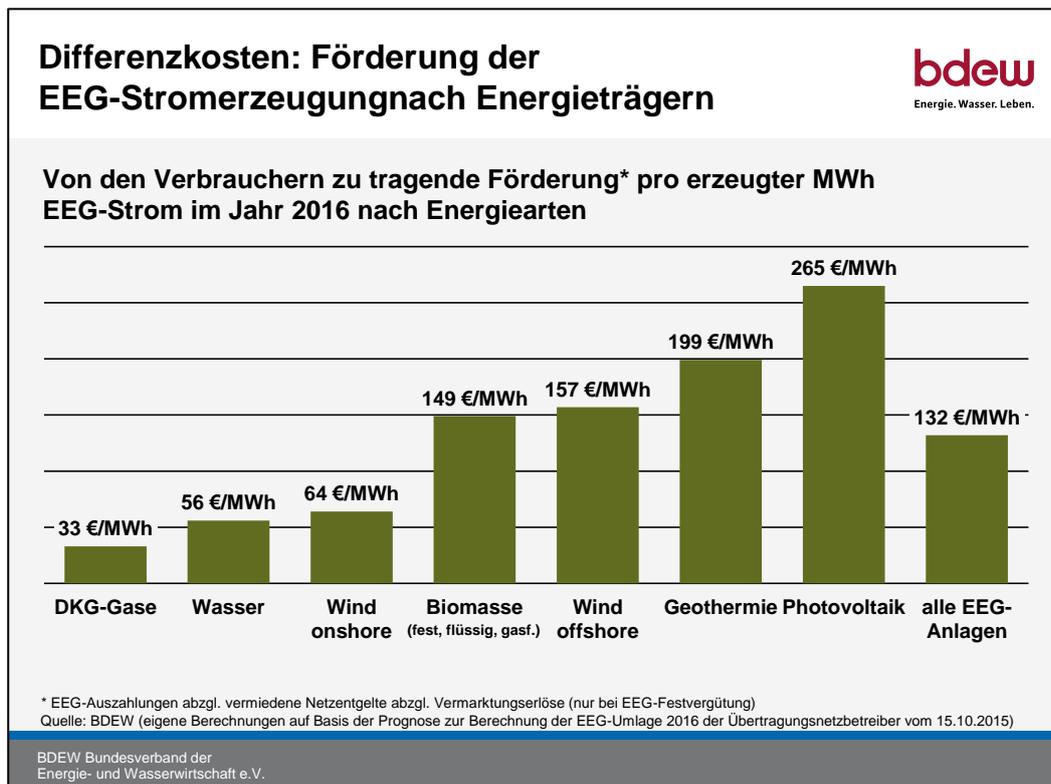
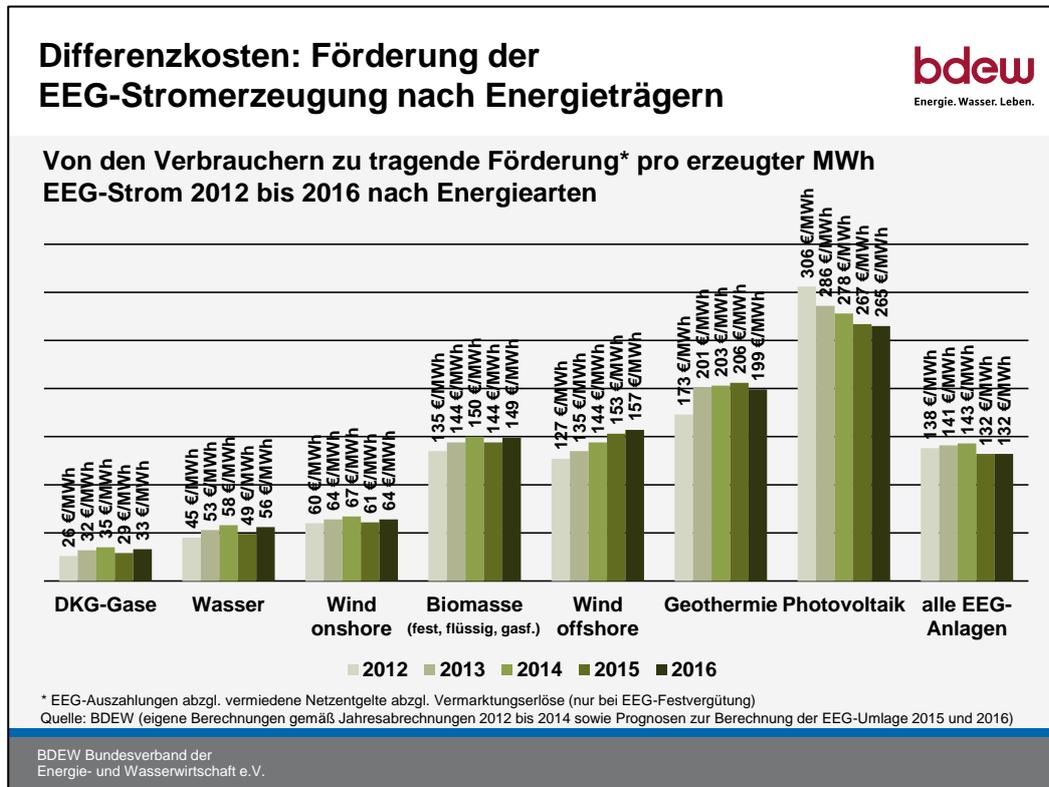


Abb. 49: Förderung der EEG-Stromerzeugung nach Energieträgern 2012 bis 2016 in €/MWh



## 12 Regionale Verteilung der EEG-Anlagen und des EEG-Vergütungsaufkommens 2014

Im Folgenden werden die regionale Verteilung der EEG-Anlagen, deren EEG-vergütete Stromerzeugung und die daraus resultierenden Vergütungssummen abgebildet. Datenbasis dafür bilden die Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 73 EEG 2014, wonach die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sind u. a. die installierte Leistung, die nach EEG geförderte Strommenge sowie die Höhe der EEG-Auszahlungen aller mittelbar und unmittelbar an ihr Übertragungsnetz angeschlossenen EEG-Anlagen zu veröffentlichen. Die Auswertung dieser umfangreichen Datensätze liegt derzeit mit den Werten der Jahresabrechnung 2014 vor. Bayern weist vor Niedersachsen die höchste installierte Leistung und die mit Abstand höchste Anlagenanzahl auf, allerdings liefert die Stromerzeugung in Niedersachsen aufgrund der intensiven Windnutzung mit höheren Volllaststunden im Vergleich zur Photovoltaik weiterhin einen etwas größeren größten Beitrag. Da es sich bei den inzwischen gut 490.000 EEG-Anlagen in Bayern überwiegend um Photovoltaikanlagen handelt, die im Durchschnitt auch die höchste Vergütung erhalten, liegt Bayern auch bei der Vergütungssumme vorne. Aufgrund ihrer Struktur haben die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen mit Abstand die wenigsten EEG-Anlagen.

Tab. 8: Anlagenzahl, Leistung, Strommengen und Vergütung 2014 nach Bundesländern

### EEG-Anlagen und Stromerzeugung 2014 in absoluten Zahlen



Energie. Wasser. Leben.

Bundesland	EEG-Anlagenzahl	EEG-Leistung [MW]	Strommengen EEG-fähiger Anlagen [GWh]	EEG-Auszahlungen [Mio. €]
Baden-Württemberg	280 414	6 496	10 691	2 321
Bayern	493 874	14 303	22 180	5 097
Berlin	5 690	122	290	43
Brandenburg	33 553	8 605	13 120	1 508
Bremen	1 921	213	397	37
Hamburg	2 986	137	324	38
Hessen	100 693	3 154	4 461	801
Mecklenburg-Vorpommern	16 240	4 220	7 545	912
Niedersachsen	147 195	12 683	24 003	3 255
Nordrhein-Westfalen	228 770	8 929	14 244	2 209
Rheinland-Pfalz	89 435	4 702	6 160	896
Saarland	21 318	734	1 153	154
Sachsen	33 889	2 936	4 780	747
Sachsen-Anhalt	25 964	6 355	10 037	1 118
Schleswig-Holstein	45 021	6 773	11 912	1 465
Thüringen	25 156	2 567	4 183	579
Offshore-Wind-Gebiete	241	994	1 449	213
<b>Deutschland</b>	<b>1 552 360</b>	<b>83 922</b>	<b>136 930</b>	<b>21 394</b>

Quelle: Jahresmeldungen der Verteilnetzbetreiber für 2014, veröffentlicht durch die ÜNB; BDEW (eigene Berechnung); Stand: 31.12.2015

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abb. 50: Anteile an EEG-Stromerzeugung und EEG-Vergütung 2014 nach Bundesländern

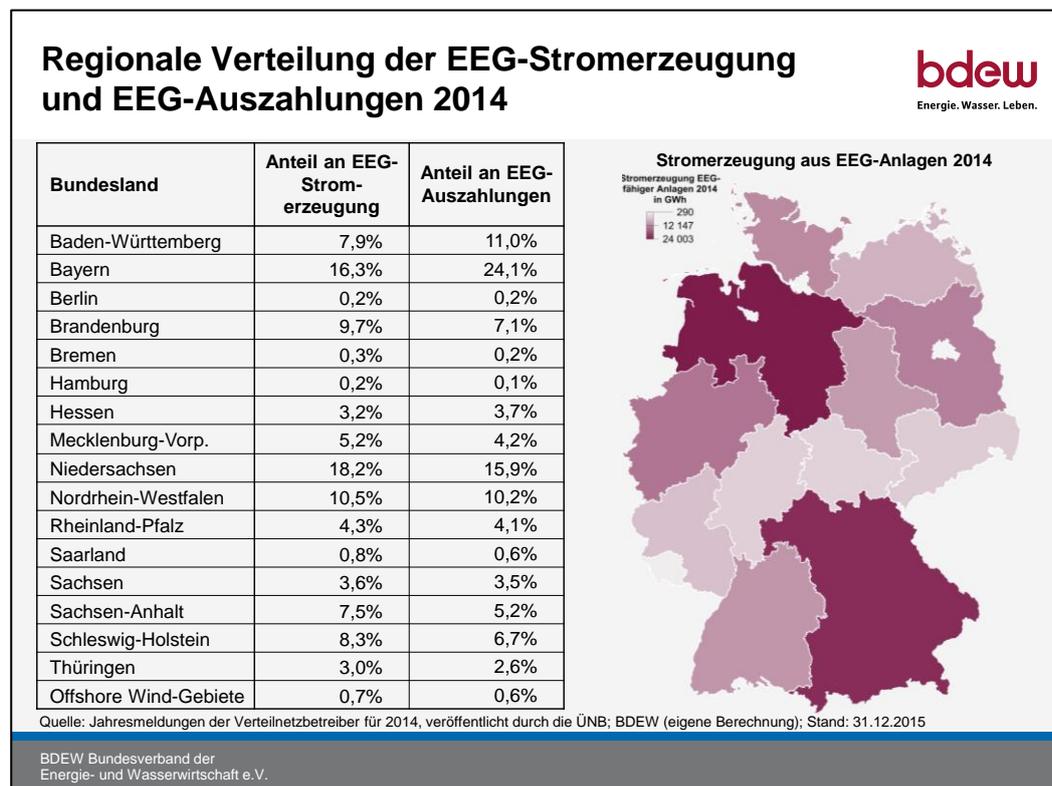


Abb. 51: EEG-Gesamt: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

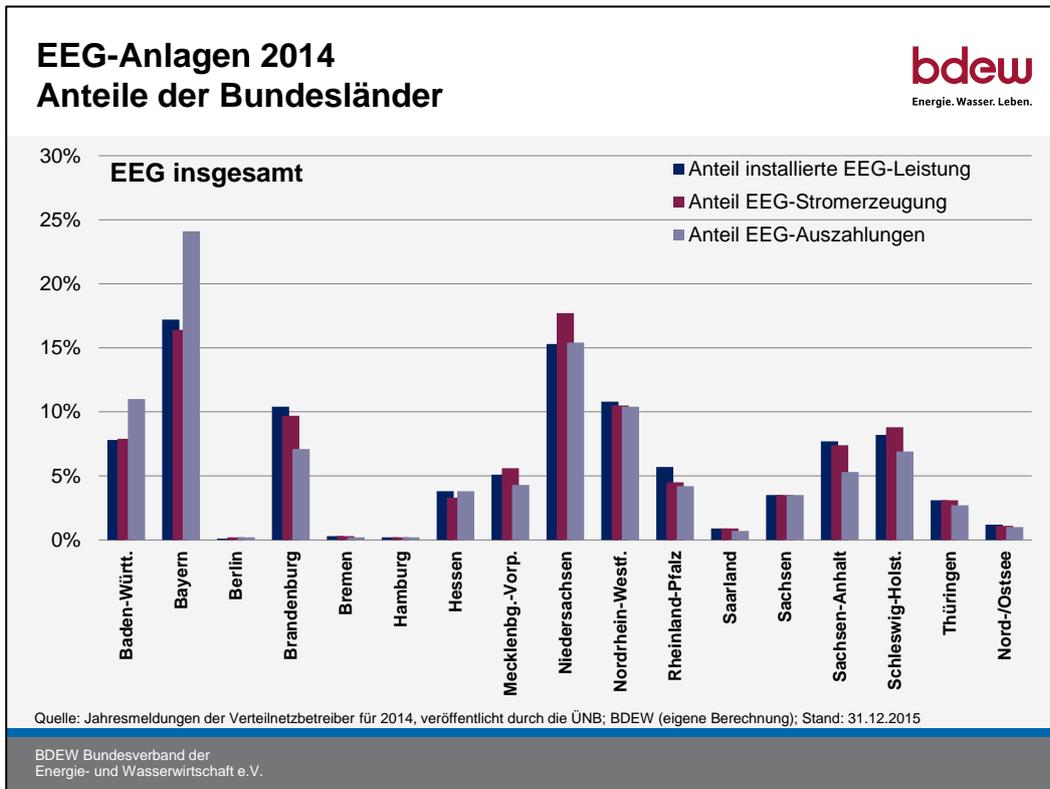


Abb. 52: Windenergie: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

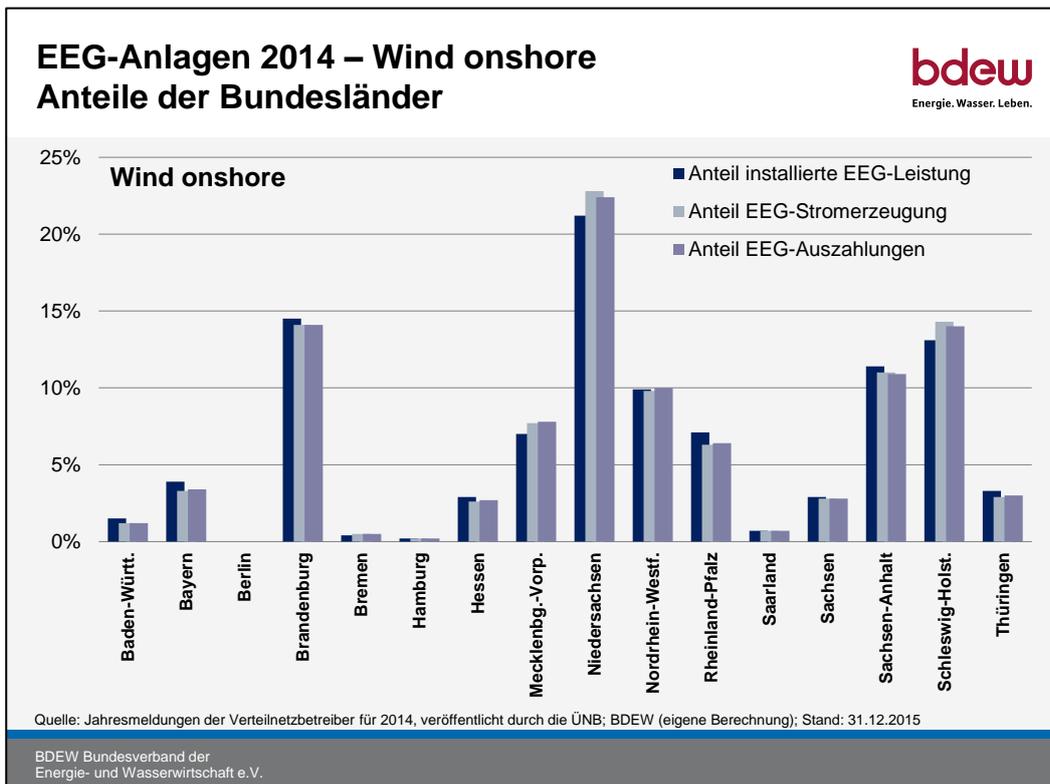


Abb. 53: Photovoltaik: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

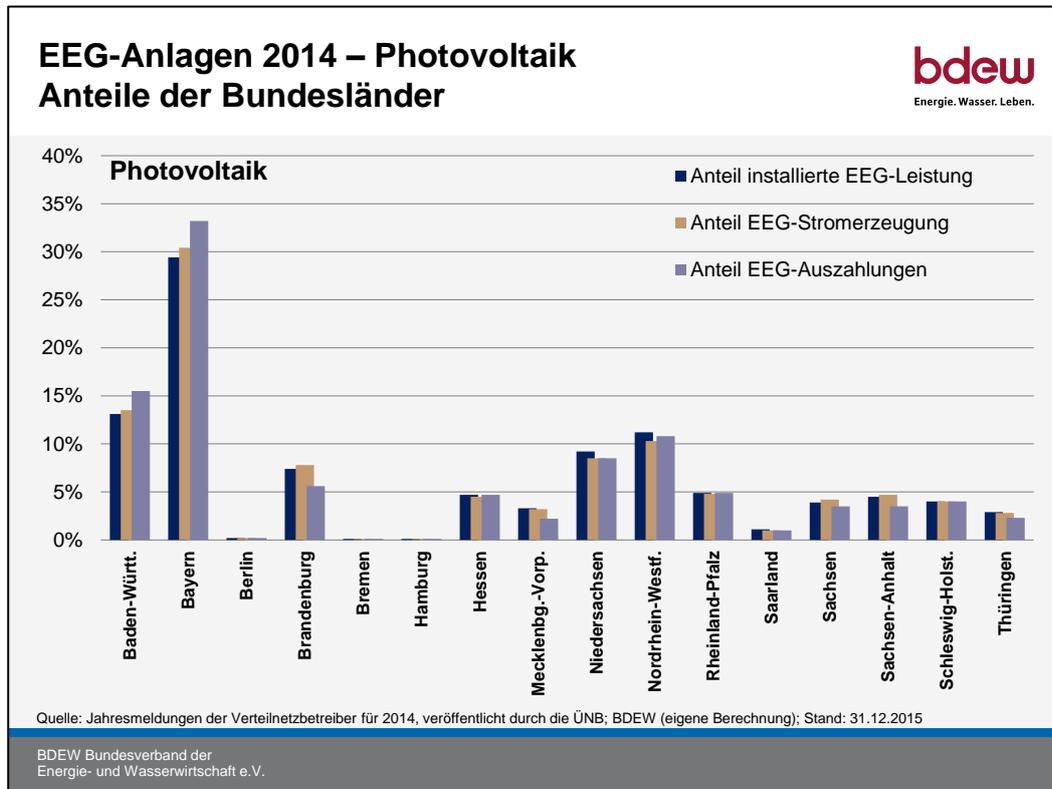


Abb. 54: Biomasse: Regionale Verteilung von Leistung, Strommengen und Vergütung

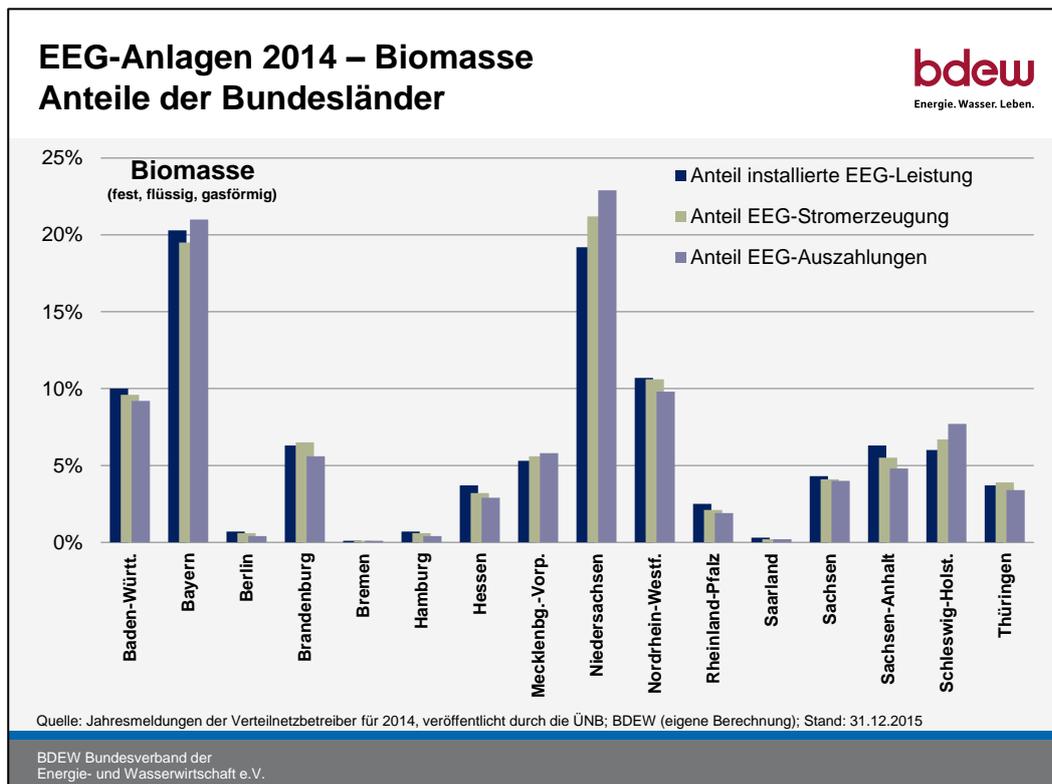
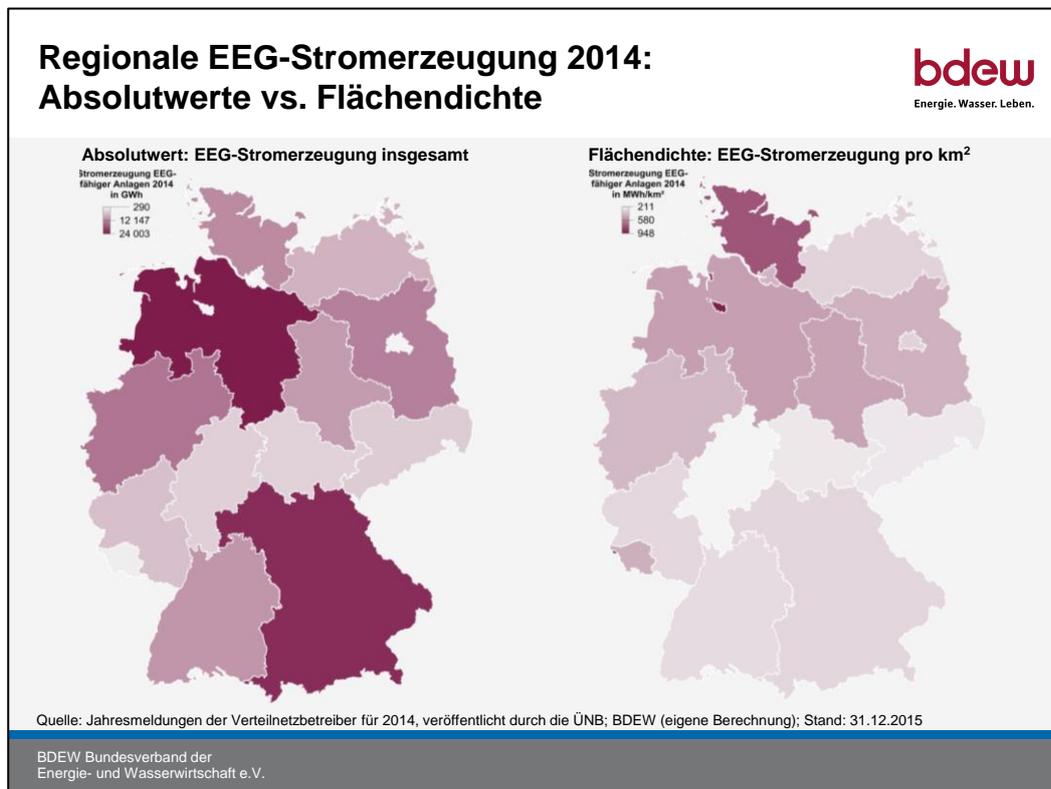


Abb. 55: Regionale EEG-Stromerzeugung 2014: Absolutwerte vs. Flächendichte



Ergänzend zu den Absolutwerten der EEG-Stromerzeugung in den einzelnen Bundesländern zeigt Abb. 55 auch die EEG-Stromerzeugung je Quadratkilometer. Aufgrund der geografischen Gegebenheiten ist es naheliegend, dass große Flächenländer mehr Platz haben, um Windparks zu errichten oder nachwachsende Rohstoffe als Biomasse anzubauen und daher absolut größere Mengen an EEG-Strom erzeugen können. Betrachtet man die Flächendichte der EEG-Stromerzeugung als erzeugte Megawattstunden (MWh) pro Quadratkilometer zeigt sich, dass hier vor allem die nördlichen Bundesländer mit einem hohen Anteil an Windenergie und relativ großen landwirtschaftlichen Nutzflächen für den Anbau nachwachsender Rohstoffe eine tendenziell höher Erzeugungsdichte aufweisen als die südlichen Bundesländer. Für eine Beurteilung der Beiträge der Erneuerbaren Energien und einzelner Bundesländer und ihrer Ausbauziele sind je nach Fragestellung beide Betrachtungsweisen relevant.

### 13 EEG-Vorschau: Die EEG-Mittelfristprognose bis 2020

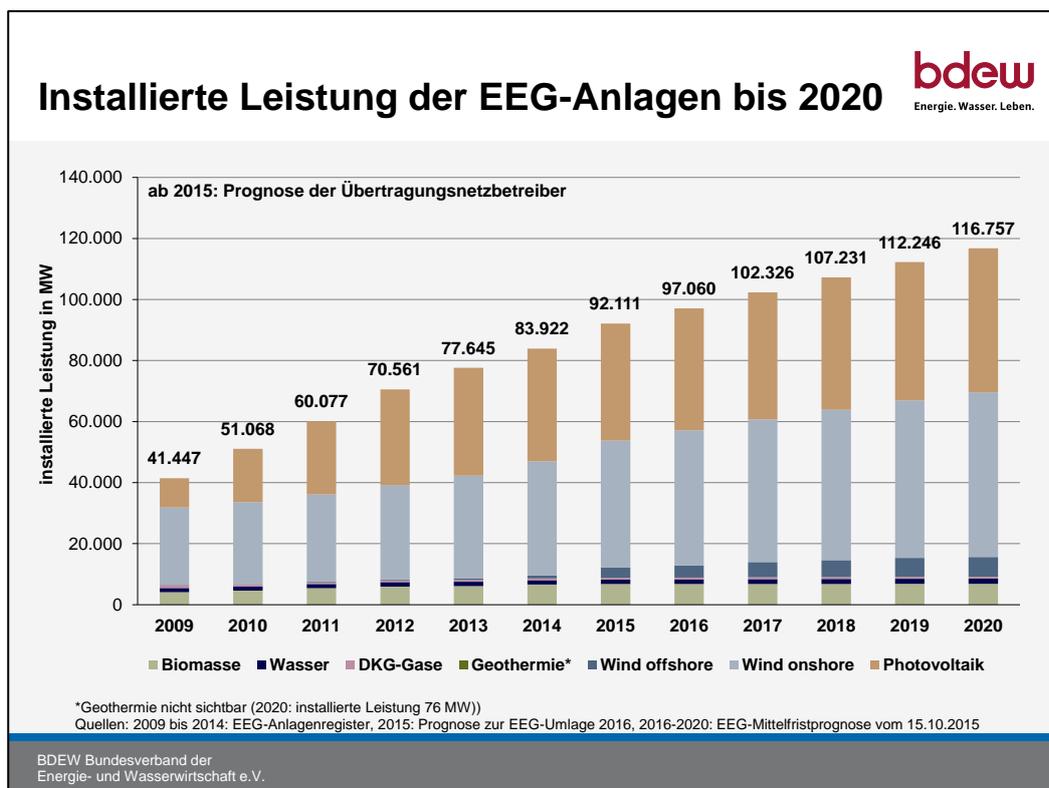
Im Rahmen des EEG sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet, einmal pro Jahr eine Vorschau für die Entwicklung der EEG-Anlagen und deren Stromerzeugung sowie eine Bandbreite für die Entwicklung der EEG-Umlage für das übernächste Jahr zu veröffentlichen. Die bislang veröffentlichte Vorschau der Bandbreite für die Höhe der EEG-

Umlage entfällt ab 2016, da aufgrund der insgesamt gestiegenen Erzeugungsmengen die Bandbreite systematisch größer und damit deren Aussagefähigkeit geringer wird. Bei einem insgesamt größeren Anlagenpark wirken sich die Prognoseunsicherheiten bezüglich Witterungsbedingungen und Marktentwicklung entsprechend stärker auf die Fördersumme und damit auf die Umlage aus.

Die wesentlichen Ergebnisse der von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten EEG-Mittelfristprognose vom 15. Oktober 2015 für die Jahre 2016 bis 2020 sind in den Abbildungen 56 und 57 dargestellt. Die Werte für das Jahr 2015 entstammen der Prognose zur EEG-Umlage 2016.

Gemäß EEG-Mittelfristprognose steigt die installierte Leistung der EEG-förderfähigen Anlagen bis 2020 auf 116.757 MW (Abb. 56). Maßgeblich getragen wird die Entwicklung vom weiteren Ausbau bzw. vom Repowering bei Onshore-Wind, aber auch durch Zuwächse bei der Photovoltaik. Die Offshore-Windenergie weist relativ betrachtet zwar hohe Zuwachsraten bis 2020 aus, startet aber auch von einem sehr geringeren Ausgangsniveau. Zudem liegen die jährlichen absoluten Zubauraten niedriger als bei Onshore-Wind und Photovoltaik.

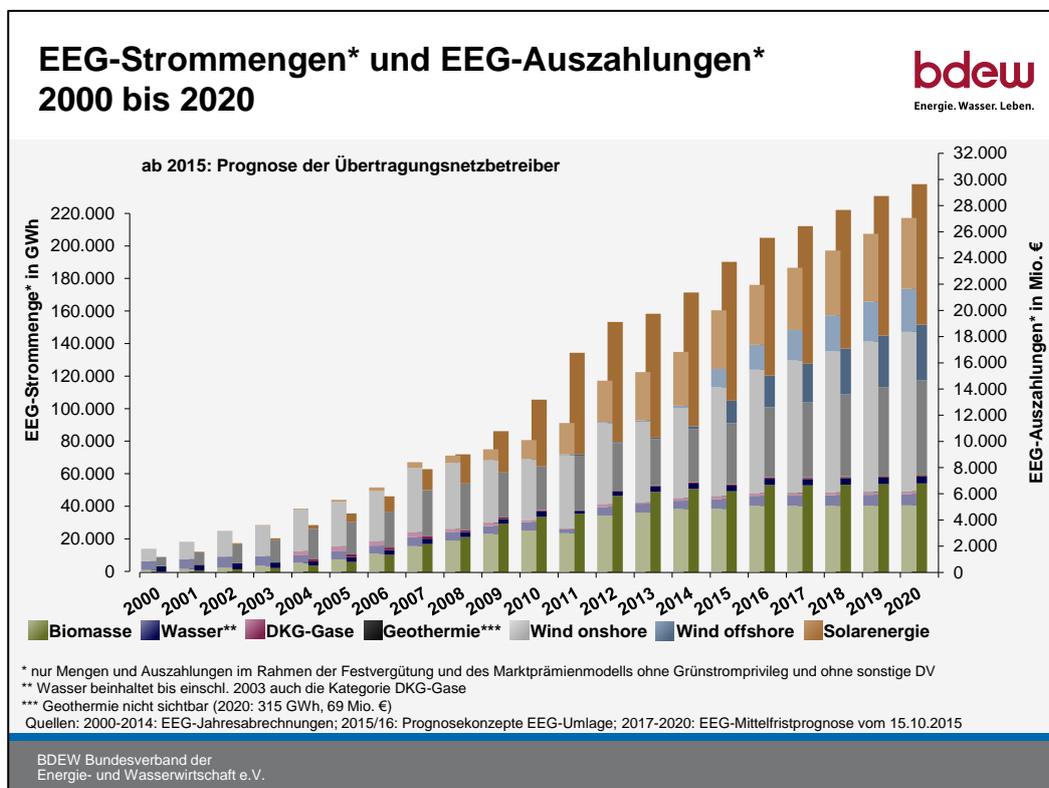
Abb. 56: Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen bis 2020



Bis 2020 steigt die Summe der EEG-Auszahlungen auf 29,6 Mrd. € gegenüber gut 13 Mrd. € im Jahr 2010, wovon 2020 knapp 11 Mrd. € oder 36 Prozent auf die Photovoltaik entfallen (Abb. 57). Auf die Biomasse entfallen 6,8 Mrd. € (23 Prozent), auf Onshore-Wind 7,2 Mrd. €

(24 Prozent) und auf Offshore-Wind 4,3 Mrd. € (14 Prozent). Allerdings stagniert die Entwicklung der jährlichen Auszahlungen an Photovoltaikanlagen nahezu und steigt bis 2020 gegenüber 2015 nur noch um 128 Mio. € an. Auch bei der Biomasse steigen die EEG-Auszahlungen nur noch langsam. Zuwächse bei den EEG-Auszahlungen bis 2020 erfolgen insbesondere noch bei der Windenergie, deren Beitrag zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien steigt aber ebenfalls um noch deutlich an, nämlich von knapp 80 Mrd. kWh auf über 120 Mrd. kWh. Insgesamt liegen die EEG-Auszahlungen 2020 knapp 6 Mrd. € höher als im Jahr 2015, die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen legt im gleichen Zeitraum um gut 57 Mrd. kWh zu.

Abb. 57: Entwicklung EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen bis 2020



Bisher war das EEG ein überaus erfolgreiches Instrument zur Anschubfinanzierung für Erneuerbare Energien im Bereich der Stromerzeugung. Stand zunächst die reine Quantität der Erzeugung im Mittelpunkt, so ist nun allen Beteiligten klar wie wichtig die systemische Ausrichtung der Förderung Erneuerbarer Energien ist. Das ist wichtig in Hinblick auf die zukünftige Funktion als tragende Säule unserer Energieversorgung, aber auch für die gesamte Energiewende.

Die zurückliegende Gesetzesreform mit dem EEG 2014 weist in die richtige Richtung. Mit den Festlegungen eines Ausbaukorridors und von technologiespezifischen Ausbaupfaden wird eine synchronisierte Planung beim Umbau des Energieversorgungssystems ermöglicht. Die

verpflichtende Direktvermarktung stärkt die Marktintegration der Erneuerbaren Energien. Das Pilotprojekt mit der Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen ist der erste erfolgreiche Schritt in einen Umbau der Fördersystematik hin zu mehr Wettbewerb und volkswirtschaftlicher Effizienz. In diesem Jahr erfolgt nun die Systemumstellung bei der Ermittlung der Förderhöhe für die weiteren relevanten Technologien. Nach dem Willen der Europäischen Kommission und der Bundesregierung wird die Förderung grundsätzlich auf Ausschreibungsverfahren umgestellt werden. Das ermöglicht – bei optimaler Parametrierung – eine weiter steigende Planbarkeit und Vereinbarkeit mit dem Systemumbau bei dann hoher Kosteneffizienz. Die Befürchtungen von sinkender Akzeptanz aufgrund einer eingeschränkten Akteursvielfalt ist zwar ernst zu nehmen, doch bei einer klugen Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns unbegründet. Gerade ein Blick auf die ersten Ausschreibungsrunden von Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen zeigt den zentralen Zusammenhang von Akteursvielfalt und Kosteneffizienz.

Über die anstehende EEG-Novelle hinaus ist aber auch ein weiterer Aspekt wichtig: Die Erneuerbaren Energien müssen zunehmend auch Systemverantwortung übernehmen. Dies gilt es im Rahmen der anstehenden und der darauf folgenden Gesetzesüberarbeitungen konsequent einzufordern.

Als Voraussetzung einer erfolgreichen Energiewende mit einem Umbau der Erzeugungslandschaft hin zu den Erneuerbaren Energien, dem Ausbau der Übertragungsnetze, der Digitalisierung der Verteilernetze, der Schaffung von verschiedensten Flexibilitätsoptionen, der Sektorenkopplung und dem Erhalt unseres bislang hohen Niveaus an Versorgungssicherheit muss mittelfristig ein schlüssiges Konzept für eine volkswirtschaftlich sinnvolle, sozial ausgewogene und für die energieintensiven Wirtschaftszweige angemessene Kostentragung der Energiewende entwickelt werden. Die Energiewende ist damit nicht nur ein generationenübergreifendes Projekt, sondern auch eine tägliche Herausforderung im Ringen um die besten Lösungen.

**Ansprechpartner:**

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

**Fachliche Fragen:**

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

Florentine Kiesel  
Geschäftsbereich Strategie und Politik  
Abteilung Volkswirtschaft  
Telefon: +49 30 300199-1613  
florentine.kiesel@bdew.de