

R2B ENERGY CONSULTING GMBH



Endbericht

Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Strom- erzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken

Im Auftrag der

50Hertz Transmission GmbH

Amprion GmbH

TenneT TSO GmbH

TransnetBW GmbH

Köln, 11. November 2013

Impressum:

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

<http://www.r2b-energy.com>

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	9
2	Grundsätzliche Vorgehensweise im Rahmen der Prognose.....	10
2.1	Definition der Szenarien.....	11
2.2	Ermittlung der installierten Leistung.....	12
2.3	Ermittlung der Erzeugung.....	14
2.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	15
2.5	Prognose der gesamten EEG-Vergütungszahlungen.....	20
3	Wasserkraft (§ 23 EEG).....	21
3.1	Entwicklung bis 2012.....	21
3.2	Prognose der installierten Leistung.....	22
3.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	24
3.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	27
3.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	31
4	Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24-26 EEG).....	36
4.1	Entwicklung bis 2012.....	36
4.2	Prognose der installierten Leistung.....	37
4.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	42
4.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	44
4.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	48
5	Biomasse (§ 27 EEG).....	53
5.1	Entwicklung bis 2012.....	53
5.2	Prognose der installierten Leistung.....	54
5.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	58
5.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	61
5.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	65
6	Geothermie (§ 28 EEG).....	71
6.1	Entwicklung bis 2012.....	71
6.2	Prognose der installierten Leistung.....	71
6.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	74
6.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	76

6.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	78
7	Wind Onshore (§§ 29 und 30 EEG)	82
7.1	Entwicklung bis 2012.....	82
7.2	Prognose der installierten Leistung.....	83
7.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	87
7.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	90
7.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	95
8	Wind Offshore (§ 31 EEG).....	100
8.1	Entwicklung bis 2012.....	100
8.2	Prognose der installierten Leistung.....	101
8.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	105
8.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	107
8.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	110
9	Photovoltaik (§§ 32 und 33 EEG).....	114
9.1	Entwicklung bis 2012.....	114
9.2	Prognose der installierten Leistung.....	115
9.3	Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung.....	121
9.4	Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen.....	123
9.5	Prognose der Vergütungszahlungen.....	127
10	Zusammenfassende Gesamtbetrachtungen.....	133
10.1	Prognose der installierten Leistung.....	133
10.2	Prognose der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen.....	135
10.3	Prognose der Inanspruchnahme der unterschiedlichen Vermarktungsmodelle.....	137
10.4	Prognose der EEG-Einspeisevergütungen und vermiedenen Netznutzungsentgelte..	139
11	Literaturverzeichnis.....	141

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Grundsätzliche Vorgehensweise im Rahmen der Prognose.....	10
Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der Szenariendefinition.....	12
Abbildung 2-3: Struktur des PV-Moduls.....	14
Abbildung 2-4: Entwicklung der monatlichen Strompreise (base) im Jahre 2014.....	19
Abbildung 2-5: Entwicklung der jährlichen Strompreise (base) für die Jahre 2014 bis 2018.....	20
Abbildung 10-1: Entwicklung der installierten Leistung im Trend-Szenario.....	134
Abbildung 10-2: Entwicklung der EEG-Stromerzeugung im Trend-Szenario.....	136
Abbildung 10-3: Inanspruchnahme der unterschiedlichen Vermarktungsformen von EE- Strom im Trend-Szenario.....	138
Abbildung 10-4: Entwicklung der gesamten Einspeisevergütungen und der vermiedenen Netznutzungsentgelte im Trend-Szenario.....	140

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Bisherige Entwicklung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland.....	21
Tabelle 3-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland bis 2014	23
Tabelle 3-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland bis 2018	24
Tabelle 3-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland in 2014	26
Tabelle 3-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland bis 2018	27
Tabelle 3-6:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. EEG-geförderter Wasserkraft.....	28
Tabelle 3-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland in 2014.....	29
Tabelle 3-8:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland bis 2018.....	30
Tabelle 3-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland in 2014 im Trend-Szenario.....	32
Tabelle 3-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland in 2014 im oberen Szenario	33
Tabelle 3-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland in 2014 im unteren Szenario	33
Tabelle 3-12:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland bis 2018	35
Tabelle 4-1:	Bisherige Entwicklung von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland.....	36
Tabelle 4-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Deponie-, Klär- und Grubengas bis 2014.....	39
Tabelle 4-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Deponie-, Klär- und Grubengas bis 2018.....	41
Tabelle 4-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland in 2014	43
Tabelle 4-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland bis 2018	44

Tabelle 4-6:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. Deponie-, Klär- und Grubengas	45
Tabelle 4-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in Deutschland in 2014	47
Tabelle 4-8:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in Deutschland bis 2018	48
Tabelle 4-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland in 2014 im Trend-Szenario.....	50
Tabelle 4-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland in 2014 im oberen Szenario.....	50
Tabelle 4-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland in 2014 im unteren Szenario.....	51
Tabelle 4-12:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Deponie-, Klär- und Grubengas in Deutschland bis 2018.....	52
Tabelle 5-1:	Bisherige Entwicklung von Biomasse in Deutschland	54
Tabelle 5-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Biomasse bis 2014.....	56
Tabelle 5-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Biomasse bis 2018.....	58
Tabelle 5-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Biomasse in Deutschland in 2014	60
Tabelle 5-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Biomasse in Deutschland bis 2018	61
Tabelle 5-6:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. Biomasse.....	63
Tabelle 5-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Biomasse in Deutschland in 2014.....	64
Tabelle 5-8:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Biomasse in Deutschland bis 2018.....	65
Tabelle 5-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Biomasse in Deutschland in 2014 im Trend-Szenario.....	67
Tabelle 5-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Biomasse in Deutschland in 2014 im oberen Szenario.....	68
Tabelle 5-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Biomasse in Deutschland in 2014 im unteren Szenario.....	68

Tabelle 5-12:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Biomasse in Deutschland bis 2018	70
Tabelle 6-1:	Bisherige Entwicklung von Geothermie in Deutschland	71
Tabelle 6-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Geothermie bis 2014.....	72
Tabelle 6-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Geothermie bis 2018.....	73
Tabelle 6-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Geothermie in Deutschland in 2014	75
Tabelle 6-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Geothermie in Deutschland bis 2018	76
Tabelle 6-6:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Geothermie in Deutschland in 2014	77
Tabelle 6-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Geothermie in Deutschland bis 2018	78
Tabelle 6-8:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Geothermie in Deutschland in 2014 im Trend-Szenario.....	79
Tabelle 6-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Geothermie in Deutschland in 2014 im oberen Szenario	80
Tabelle 6-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Geothermie in Deutschland in 2014 im unteren Szenario.....	80
Tabelle 6-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Geothermie in Deutschland bis 2018	81
Tabelle 7-1:	Bisherige Entwicklung von Wind Onshore in Deutschland.....	82
Tabelle 7-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Onshore bis 2014.....	85
Tabelle 7-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Onshore bis 2018.....	87
Tabelle 7-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2014.....	89
Tabelle 7-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2018.....	90
Tabelle 7-6:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. Wind Onshore.....	92
Tabelle 7-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2014.....	93

Tabelle 7-8:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2018.....	95
Tabelle 7-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2014 im Trend-Szenario.....	97
Tabelle 7-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2014 im oberen Szenario.....	97
Tabelle 7-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2014 im unteren Szenario.....	98
Tabelle 7-12:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2018.....	99
Tabelle 8-1:	Bisherige Entwicklung von Wind Offshore in Deutschland.....	101
Tabelle 8-2:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Offshore bis 2014.....	103
Tabelle 8-3:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Offshore bis 2018.....	104
Tabelle 8-4:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2014.....	106
Tabelle 8-5:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2018.....	107
Tabelle 8-6:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. Wind Offshore.....	108
Tabelle 8-7:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2014	109
Tabelle 8-8:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2018	109
Tabelle 8-9:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2014 im Trend-Szenario.....	111
Tabelle 8-10:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2014 im oberen Szenario.....	111
Tabelle 8-11:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in 2014 im unteren Szenario.....	112
Tabelle 8-12:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2018.....	113
Tabelle 9-1:	Bisherige Entwicklung von Photovoltaik in Deutschland.....	114

Tabelle 9-2:	Entwicklung und Prognose des Anteils der Nutzung der Eigenverbrauchsoption von Photovoltaik	116
Tabelle 9-3:	Entwicklung und Prognose des durchschnittlichen Anteils des Eigenverbrauchs je Anlagengröße von Photovoltaik.....	117
Tabelle 9-4:	Entwicklung und Prognose des Anteils des Zubaus von Photovoltaik nach Anlagengröße.....	118
Tabelle 9-5:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaik bis 2014.....	119
Tabelle 9-6:	Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaik bis 2018.....	120
Tabelle 9-7:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Photovoltaik in Deutschland in 2014	122
Tabelle 9-8:	Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung von Photovoltaik in Deutschland bis 2018	123
Tabelle 9-9:	Annahmen zu Kosten und Erlösen von Vermarktungsoptionen bzgl. Photovoltaik.....	125
Tabelle 9-10:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Photovoltaik in Deutschland in 2014	126
Tabelle 9-11:	Prognose der Entwicklung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen von Photovoltaik in Deutschland bis 2018	127
Tabelle 9-12:	Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütungssätze für Photovoltaik.....	128
Tabelle 9-13:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Photovoltaik in Deutschland in 2014 im Trend-Szenario.....	129
Tabelle 9-14:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Photovoltaik in Deutschland in 2014 im oberen Szenario.....	130
Tabelle 9-15:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Photovoltaik in Deutschland in 2014 im unteren Szenario.....	130
Tabelle 9-16:	Prognose der Entwicklung der Vergütungszahlungen von Photovoltaik in Deutschland bis 2018	132

1 Einleitung

Gemäß § 3 der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Ermittlung der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr sowie bis zum 15. November eines Kalenderjahres eine Mittelfristprognose der EEG Umlage transparent zu veröffentlichen. Diese Prognose der Entwicklung der Erneuerbaren Energien (EE) dient einerseits als Grundlage für die Bestimmung der EEG-Umlage für das Jahr 2014. Andererseits wird im Rahmen der Mittelfristprognose ein Ausblick über die Entwicklung der EEG-geförderten Anlagen bis 2018 gewährt. Entsprechend der AusglMechAV werden für die im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) geförderten regenerativen Kraftwerkstechnologien Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik die Entwicklung der zur Bestimmung der EEG-Umlage maßgeblichen Kenngrößen prognostiziert. So werden auf Grundlage der prognostizierten Entwicklung der installierten Leistung und der Volllaststunden die eingespeiste Jahresarbeit, die durchschnittlich an die Anlagenbetreiber zu zahlenden Vergütungen sowie die Höhe der vermiedenen Netzentgelte ermittelt.

Die Höhe der zu zahlenden Vergütungen hängt neben der Entwicklung der eingespeisten Strommenge auch von der Wahl der Vermarktungsform ab. Neben der Festpreisvergütung besteht für die EE-Anlagenbetreiber die Möglichkeit ihren grundsätzlich förderfähigen Strom im Rahmen des Marktprämienmodells, des Grünstromprivilegs sowie der sonstigen Direktvermarktung zu vermarkten. Daher werden im Rahmen dieser Prognose zusätzlich die jeweiligen Vermarktungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen quantifiziert.

Als Ergebnis dieser Prognose ergeben sich somit u.a. die gesamten Vergütungszahlungen und die vermiedenen Netzentgelte, die im Rahmen des EEG für die Jahre 2014 bis 2018 anfallen.

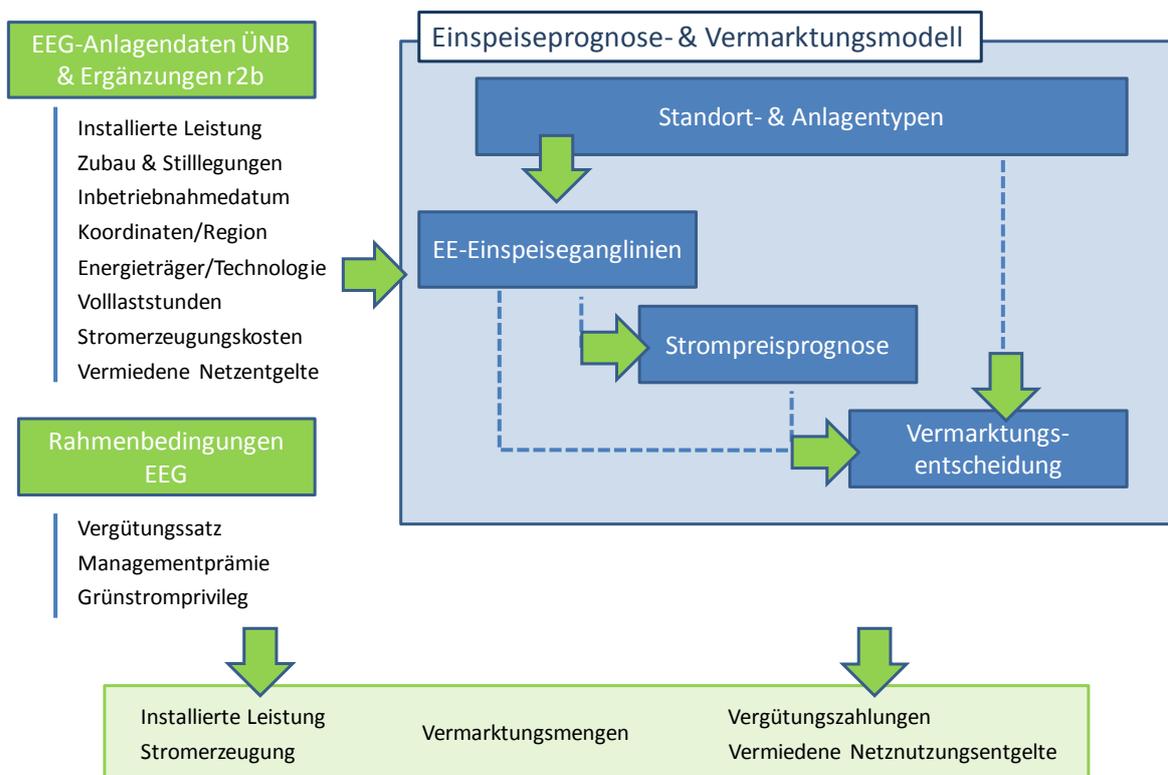
Die folgende Prognose ist in mehrere Kapitel unterteilt. Im zweiten Kapitel erfolgt eine allgemeine technologieunabhängige Beschreibung der Methodik zur Ermittlung der EEG-Strommengen sowie der Inanspruchnahme der unterschiedlichen Vermarktungsformen. In den folgenden Kapiteln werden die Annahmen, die Methodik sowie die Ergebnisse für Wasserkraft (Kapitel 3), Deponie-, Klär- und Grubengas (Kapitel 4), Biomasse (Kapitel 5), Geothermie (Kapitel 6), Wind Onshore (Kapitel 7), Wind Offshore (Kapitel 8) und Photovoltaik (Kapitel 9) detailliert ausgewiesen und beschrieben. In Kapitel 10 erfolgt eine zusammenfassende Betrachtung der wesentlichen Ergebnisse.

2 Grundsätzliche Vorgehensweise im Rahmen der Prognose

In diesem Kapitel wird die im Rahmen der Prognose angewendete Vorgehensweise zur Bestimmung der installierten Kapazität, der Stromerzeugung, der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen sowie der Vergütungszahlungen erläutert. Dabei wird im Rahmen dieses Kapitels die für alle nach EEG-geförderten Technologien gleichermaßen angewendete Methodik beschrieben. Die Erläuterungen der spezifischen methodischen Herangehensweise für die einzelnen EE-Technologien erfolgt in den jeweiligen Technologiekapiteln.

In Abbildung 2-1 ist die grundsätzliche Methodik im Rahmen der Prognose dargestellt. Die Berechnungen bzgl. der Entwicklungen der einzelnen EE-Technologien basieren auf einer Vielzahl an Daten, die im Rahmen der Prognose erhoben und ausgewertet wurden. Auf Basis dieser Daten wird zunächst für jede EE-Technologie eine Prognose der installierten Leistung unter Berücksichtigung der Bestandsanlagen, des Zubaus und der Stilllegungen vorgenommen. Auf Basis der Informationen zur Leistung, zum Standort, zum Technologietyp und zum stündlichen Primärenergieangebot werden in einem nächsten Schritt stündliche Einspeisegänglinien für die einzelnen Anlagen abgeleitet.

ABBILDUNG 2-1: GRUNDSÄTZLICHE VORGEHENSWEISE IM RAHMEN DER PROGNOSE



Quelle: Eigene Darstellung.

Auf Basis der Einspeisegänglinien wird anschließend im Rahmen eines Regressionsmodells eine Strompreisprognose durchgeführt, die u.a. für die anlagenindividuelle Entscheidung der Vermarktungsform relevant ist.

Zur Bestimmung der individuellen gewinnmaximierenden Vermarktungsstrategien werden neben den bereits genannten Einflussgrößen zusätzlich ökonomische Randbedingungen (Kosten und EEG-Erlöse) berücksichtigt und im Rahmen eines Optimierungsmodells verarbeitet. Das verwendete Vermarktungsmodell kann dabei auf jeweils monatlicher Basis eine Vermarktungsoption wählen und auf stündlicher Basis die ermittelte Einspeisestruktur im Rahmen der Möglichkeiten der jeweiligen Technologien anpassen bzw. optimieren. Als Ergebnis des Einspeiseprognose- und Vermarktungsmodells erfolgt eine Prognose bzgl. der weiteren Entwicklung der installierten Leistung, der Stromerzeugung, der jeweiligen Vermarktungsmengen, der Vergütungszahlungen sowie der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Diese Ergebnisse werden anschließend als Grundlage zur Bestimmung der EEG-Umlage genutzt.

2.1 Definition der Szenarien

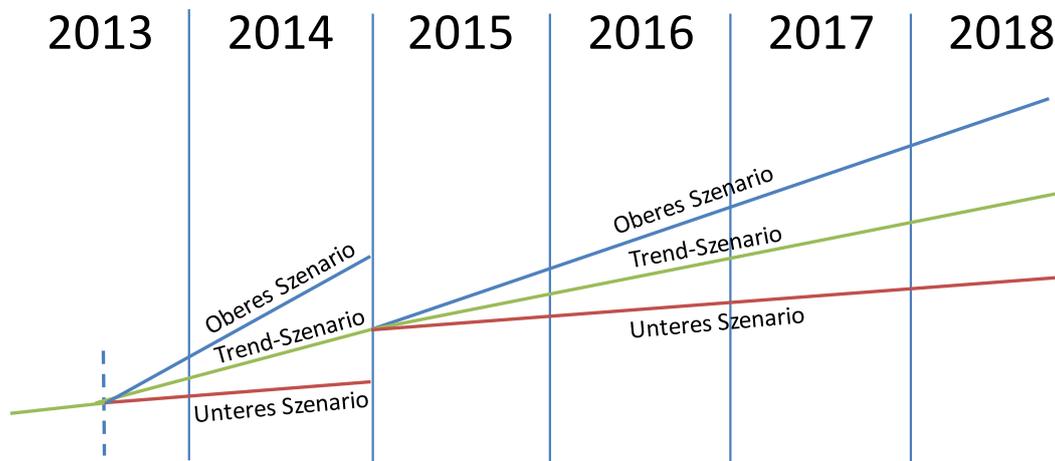
Die Entwicklung der Kapazitäten, Stromerzeugung und Vermarktung auf Basis Erneuerbarer Energien beeinflussen die Höhe der EEG Vergütungen und damit auch die EEG-Umlage. Diese Entwicklung ist jedoch mit Unsicherheiten verbunden. So bestehen zum einen Unsicherheiten bzgl. der Entwicklung der installierten Kapazitäten, d.h. der Zubauten und der Stilllegungen. Zum anderen lassen sich auch die erzeugten und eingespeisten Strommengen nicht sicher prognostizieren. Insbesondere bei den dargebotsabhängigen Technologien bestehen starke jährliche Schwankungen der durchschnittlichen Volllaststunden, da diese von den jeweiligen meteorologischen Bedingungen abhängen. Außerdem ist auch die Entwicklung der zukünftigen Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen der EEG-Anlagen unsicher. Diese sind bspw. abhängig von der Entwicklung der Vermarktungskosten. Diese Unsicherheiten wurden im Rahmen der Prognosen auf Basis von drei Szenarien durch Bandbreiten möglicher EEG-Entwicklungen abgebildet.

Im **Trend-Szenario** wird der aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Entwicklungspfad dargestellt. Da das **obere Szenario** die obere Bandbreite der EEG-Kosten abbilden soll, wird gegenüber dem Trend-Szenario zum einen ein stärkerer Zubau angenommen, welcher den positiven Einfluss besserer Rahmenbedingungen auf die Investitionsentscheidungen widerspiegeln soll. Außerdem werden höhere Volllaststunden unterstellt. Um die Unsicherheit bzgl. der Vermarktungsentscheidung abzubilden, werden im oberen Szenario gegenüber dem Trend-Szenario niedrigere Vermarktungskosten angenommen. Bei sonst gleichen Rahmenbedingungen führen geringere Vermarktungskosten zu einer höheren Inanspruchnahme insbesondere des Marktprämienmodells und damit auch zu einer Erhöhung der EEG-Kosten. Analog gelten die Annahmen umgekehrt für das **untere Szenario**.

Abbildung 2-2 stellt schematisch den Verlauf der Szenarien dar und verdeutlicht das Vorgehen bei deren Entwicklung. Die Bandbreite der Szenarien der Jahresprognose 2014 entwickelt sich ab der zweiten Jahreshälfte 2013. Bis zur Jahresmitte 2013 wurden in allen Szenarien die gleichen EE-Kapazitäten unterstellt. Die Mittelfristprognose bis 2018 basiert auf den Ergebnissen des Trend-Szenarios der Jahresprognose 2014 und somit auf dem aus heutiger Sicht wahrscheinlichsten Stand Ende 2014. Diese Szenariendefinition kann dazu führen, dass bspw. die installierte Kapazität im oberen Szenario in 2014 höher ist als die installierte Kapazität im o-

ren Szenario in 2015. Folglich besteht für das obere und untere Szenario zum Jahreswechsel 2014 zu 2015 ein Sprung.

ABBILDUNG 2-2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER SZENARIENDEFINITION



Quelle: Eigene Darstellung.

Eine detaillierte Beschreibung der grundsätzlichen Herangehensweise erfolgt in den folgenden Abschnitten.

2.2 Ermittlung der installierten Leistung

Als erster Schritt wird die Entwicklung der installierten Leistung bestimmt. Dabei wird zunächst auf Basis der von den ÜNB bereit gestellten Stamm- und Bewegungsdaten¹ der EEG-Anlagen der Stand der installierten Leistung der einzelnen EE-Technologien zum 31. Dezember 2012 ermittelt. Dazu wurde eine aufwendige Validierung der individuellen Anlagendaten durchgeführt. Bei Photovoltaik wurden zusätzlich die von der Bundesnetzagentur² veröffentlichten Daten zur installierten Leistung bis einschließlich Juli 2013 verwendet, bei Wind die Daten der Deutschen WindGuard³ zum Stand Juni 2013. Auf Basis der Anlagendatenbank wurde als nächster Schritt der Zubau für das Jahr 2013 und Folgejahre prognostiziert. Dabei ist eine Vielzahl an Informationen in diese Zubauprognose eingeflossen:

- Auswertungen der Anlagendatenbank bzgl. des Zubaus und der Zubaustuktur sowie der Stilllegungen der vergangenen Jahre. Dabei wurde zusätzlich analysiert, welchen Einfluss die Regelungen des EEG auf den Zubau hatten.
- Interviews mit ausgewiesenen Fachexperten
- Prognosen weiterer veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Auswertungen von Internetplattformen, Pressemitteilungen, Zeitungsartikeln

¹ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012), ÜNB (2013 a).

² Bundesnetzagentur (2013).

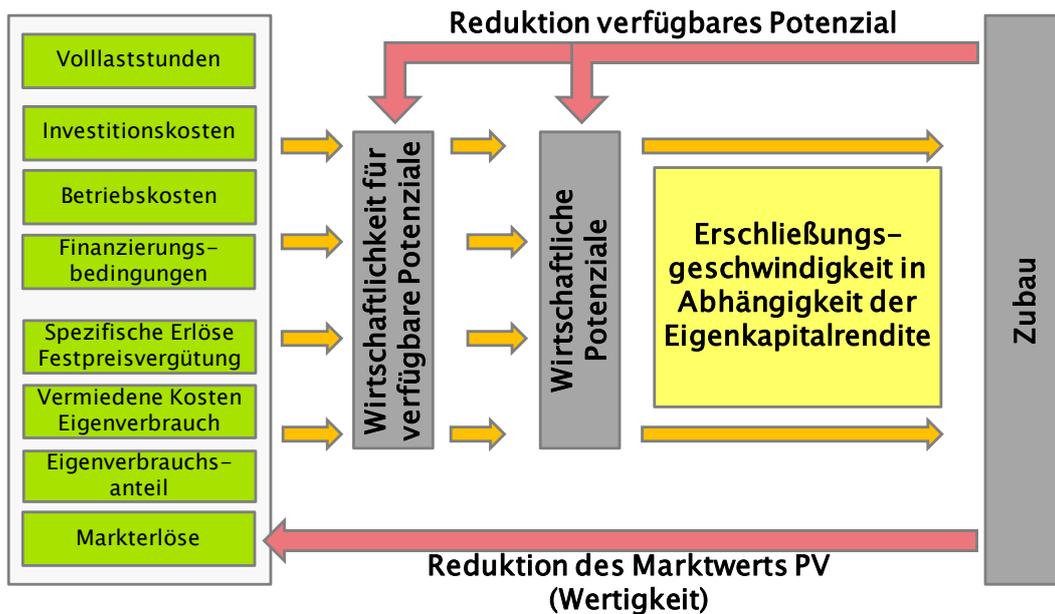
³ Deutsche WindGuard (2013).

- Analysen zur Entwicklung der Renditen einzelner EE-Technologien

Für die Zubauprognose von Photovoltaikanlagen erfolgt ein alternativer Ansatz, da aufgrund des atmenden Deckels⁴ Rückwirkungen des Zubaus auf die Vergütungshöhe von Neuanlagen bestehen, die sich wiederum auf die Zubauhöhe von PV auswirken. Dazu haben wir ein Tool entwickelt, welches den aus der Vergangenheit abzulesenden Zusammenhang von Renditen und Zubauhöhe nutzt. Für die Vergangenheit konnte somit die Erschließungsgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Eigenkapitalrendite abgeschätzt werden. Diese Erschließungsgeschwindigkeit wurde für die Zukunft fortgeschrieben, wobei zur Ermittlung der Eigenkapitalrendite eine Vielzahl an Einflussfaktoren berücksichtigt wurde. So fließen neben regional differenzierten Volllaststunden und Potenzialen sowie einem unterstellten Kostendegressionspfad auch Erlöse in Form von Vergütungen, vermiedenen Kosten für den eigenverbrauchten Strom sowie Markterlöse durch den Verkauf auf dem Strommarkt in die Berechnungen mit ein. Die Degression bzw. die Reduktion der Vergütungssätze für Neuanlagen erfolgt somit als Ergebnis des Zubaus der Photovoltaikanlagen der vergangenen Monate entsprechend der Regelungen des EEG. Der monatliche Zubau wiederum ergibt sich aus der möglichen Rendite unter Berücksichtigung der Möglichkeit, den erzeugten Strom selbst zu verbrauchen und sich somit alternative Strombezugskosten zu sparen. Mit steigendem Zubau von PV-Anlagen reduzieren sich wiederum die regionalen Potenziale sowie der Marktwert für Photovoltaik. In Abbildung 2-3 ist die Struktur des PV-Moduls dargestellt.

⁴ Im Rahmen des atmenden Deckels werden die Vergütungssätze für neu errichtete Photovoltaikanlagen auf Basis des Zubaus der vergangenen Monate bestimmt. Je mehr Zubau in den vergangenen Monaten erfolgt ist, desto stärker werden die Vergütungssätze für zukünftige Zubauten abgesenkt.

ABBILDUNG 2-3: STRUKTUR DES PV-MODULS



Quelle: Eigene Darstellung.

Als Ergebnis dieses Arbeitsschritts ergeben sich monatliche installierte Leistungen je Technologie, Anlagentyp und Regelzone/Region.

2.3 Ermittlung der Erzeugung

Um die stündliche Stromerzeugung aus EEG-Anlagen zu bestimmen sind zunächst nach Energieträgern unterschiedene typische EE-Stromerzeugungsstandorte und -typen definiert worden. Diese Einteilung unterscheidet sich in folgenden Charakteristika:

- Energieträger: Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie Onshore, Windenergie Offshore und Photovoltaik
- Standort: Je nach Energieträger wurden unterschiedlich fein aufgelöste Regionen für Deutschland gebildet; die größte regionale Aufgliederung waren dabei Regelzonen.
- Technologie: Je nach Energieträger sind unterschiedliche Formen der Flexibilität und Speicherfähigkeit sowie weitere Anlagencharakteristika (Leistungskennlinien, etc.) abgebildet worden.

Für jede Region und Energieträger sind jeweils stündliche Werte für das Primärenergiedargebot hinterlegt worden. Bspw. sind bei den Analysen für Windenergie Onshore stündliche und regional unterschiedliche Windgeschwindigkeiten in die Berechnungen eingeflossen. Diese stündlichen Ganglinien werden mittels geeigneter Umrechnungsmethoden für unterschiedliche EE-Erzeugungstechnologien in eine elektrische Stromerzeugung umgerechnet. Diese Umrechnung erfolgt wiederum für die unterschiedlichen EE-Anlagentypen individuell. So werden bspw. bei den Berechnungen für Windenergie Onshore unterschiedliche Leistungskennlinien hinterlegt, die den jeweiligen WEA-Anlagentypen und unterschiedlichen Nabenhöhen Rechnung tragen. Diese stündlichen EE-Erzeugungsstrukturen werden als spezifische Erzeugung je installierte Leistung (MWh/MW) weiterverwendet.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern publizierten Stammdaten⁵ enthalten mehr als 1,3 Millionen Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die jeweils in die oben beschriebenen Standort- und Anlagenkategorien eingeteilt werden. Um eine entsprechende Zuordnung zu einer Region bzw. zu einem Anlagentyp zu erhalten, werden Postleitzahlen- oder Ortsnameninformationen, Inbetriebnahmedatum, Brennstoffangaben und Aggregatzustände (bei Bioenergie) sowie die installierte Leistung dieser Daten genutzt. Über die Angabe der installierten Leistung jeder Anlage kann eine summierte installierte Stromerzeugungskapazität je Region und Anlagentyp berechnet werden.

Aufgrund dieser Aggregation der EE-Anlagendaten kann die Anzahl zu untersuchenden Anlagentypen und -standorte deutlich reduziert werden, da nun Anlagen mit identischen oder ähnlichen technischen Eigenschaften in identischen Regionen über die summierte installierte Leistung zusammengefasst werden. Damit kann auf eine aufwändige anlagenindividuelle Betrachtung verzichtet werden.⁶

Die stündliche Stromerzeugung je Energieträger, Anlagentyp und Region erhält man demnach durch Multiplikation der stündlichen EE-Erzeugungsstruktur mit der jeweiligen installierten Leistung.

Als letzten Schritt bei der Berechnung der EE-Erzeugungsganglinien wurden zusätzlich die Informationen bzgl. Vollbenutzungsstunden in den von den ÜNB veröffentlichten Bewegungs- und Stammdaten⁷ genutzt. Hierzu werden die ermittelten stündlichen Einspeisestrukturen auf das empirisch ermittelte Niveau der durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden der Jahre 2009, 2010, 2011 und 2012 skaliert.⁸ Dadurch ist gewährleistet, dass die hier berechneten Einspeisestrukturen im Wesentlichen die Bewegungsdaten der ÜNB widerspiegeln.

2.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Bestimmungen des EEG gewähren jedem EE-Anlagenbetreiber die freie Wahl seiner Vermarktungsstrategie. Dabei stehen ihm die vier Optionen (EEG § 33b, EEG § 16ff)

- Festpreisvergütung (FP),
- Marktprämienmodell (MP),
- Grünstromprivileg (GP) und
- sonstige Direktvermarktung (sDV)

⁵ ÜNB (2013a).

⁶ Eine Modellierung der Einspeisung und Vermarktungsform für jede einzelne Anlage würde aufgrund der hohen Anzahl an Anlagen in einer angemessenen Zeit nicht möglich sein. Daher wurden im Rahmen dieser Prognose einzelne Anlagen in Anlagen- und Standorttypen klassifiziert.

⁷ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012), ÜNB (2013a).

⁸ Falls bei einzelnen Energieträgern von diesem einheitlichen Verfahren auf Grund empirischer Gründe abgewichen wurde, ist ein entsprechender Hinweis bei der Beschreibung der Ergebnisse je Energieträger vermerkt.

zur Auswahl. Die Auswahlmöglichkeit der Vermarktungsform gilt jeweils für einen Monat und muss spätestens zum 9. Werktag des Vormonats den Übertragungsnetzbetreibern bekanntgegeben werden.⁹

Das im Rahmen dieses Gutachtens verwendete Modell zur Ermittlung der Inanspruchnahme der unterschiedlichen Vermarktungsmodelle erlaubt zweierlei Vorgehensweisen. Einerseits ist eine Ermittlung der Vermarktung nach rein wirtschaftlichen Kriterien (Gewinnmaximierung) vorgesehen. Andererseits kann ebenso eine Vermarktungsstrategie auf jährlicher Basis für individuelle Anlagen vorgegeben werden. Beide Alternativen werden nachfolgend beschrieben.

Optimierte Wahl des Vermarktungsmodells

Grundsätzlich gehen wir in diesem Gutachten von einer gewinnmaximierenden Vermarktung der stündlichen EE-Stromerzeugung aus. D.h., dass die EE-Anlagenbetreiber jeweils diejenige Vermarktungsform wählen, die ihnen die höchsten Renditen aus der zu erwartenden Stromerzeugung im Nachfolgemonat versprechen. In die Renditeberechnung fließen sowohl die gesamten variablen Kosten der EE-Stromerzeugung (Brennstoffkosten, Vermarktungs- und Ausgleichsenergiekosten) sowie die unterschiedlichen Erlösbestandteile je nach Vermarktungsform ein¹⁰. Kosten und Erlöse je Vermarktungsmodell lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- In der **Festpreisvergütung** können die EE-Anlagenbetreiber die im Rahmen des EEG vorgesehenen Vergütungssätze erlösen. Für einzelne Energieträger können Zusatzzahlungen anfallen, wie bspw. Vergütungen für eigenverbrauchten Strom¹¹ (PV). Es fallen lediglich Brennstoffkosten an.
- Im **Marktprämienmodell** generieren die EE-Anlagen zum Erlöse durch Vermarktung des Stroms an der Strombörse oder anderen Märkten wie bspw. dem außerbörslichen OTC-Handel oder auf dem Regulenergiemarkt. Zum Erlöse erhält der Anlagenbetreiber eine Marktprämie, die sich aus der Managementprämie sowie der Differenz zwischen Festpreisvergütungssatz und dem monatlichen Base-Preis multipliziert mit dem energieträgerspezifischen Profilmultiplikator¹² ergibt. Im Rahmen der Marktprämie kann ein Biogasanlagenbetreiber zusätzlich die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen. Im Marktprämienmodell trägt der EE-Anlagenbetreiber die gesamten Kosten der Stromerzeugung inkl. der Vermarktungs- und Ausgleichsenergiekosten.
- Im Rahmen des **Grünstromprivilegs** ist die Höhe der erzielbaren Erlöse für jeden EE-Anlagenbetreiber unterschiedlich. Neben den Vermarktungserlösen auf dem Spotmarkt erhält der Anlagenbetreiber einen Zuschlag, den er mit dem Vermarkter aushandelt und

⁹ Die Anmeldung erfolgt beim Anschlussnetzbetreiber, der dies wiederum im Rahmen der genannten Frist dem Übertragungsnetzbetreiber mitteilen muss.

¹⁰ Das Vermarktungsmodell ist als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem formuliert. Diese Methode bestimmt die gewinnmaximale Vermarktungsstrategie bei gegebenen und bekannten Vergütungssätzen, Strompreisen sowie den dafür anfallenden Kostenbestandteilen.

¹¹ Dies gilt lediglich für PV-Anlagen, die vor April 2012 in Betrieb genommen wurden.

¹² Der Profilmultiplikator für Windenergie und Photovoltaik wird monatlich bestimmt. Für die anderen Technologien wird ein Profilmultiplikator von eins unterstellt.

vertraglich fixiert. Dieser Aufschlag ist individuell. Für die Festsetzung der erzielbaren Erlöse für EE-Anlagenbetreiber im Grünstromprivileg sind daher folgende Überlegungen durchgeführt worden: Ein EE-Anlagenbetreiber kann maximal 40 €/MWh zusätzlich erzielen, da dies die maximale Verringerung der EEG-Umlage für einen Vermarkter darstellt.¹³ Diese Größe reduziert sich jedoch um Kosten der Vermarktung des EE-Stroms im Rahmen des Grünstromprivilegs. Hierbei sind einerseits die üblichen Kosten der Direktvermarktung (Brennstoffkosten, Vermarktungskosten und Ausgleichsenergiekosten) zu berücksichtigen. Andererseits sind zusätzliche Kosten anzusetzen, die aufgewendet werden müssen, um die weiteren gesetzlichen Anforderungen¹⁴ des Grünstromprivilegs zu erfüllen. Wir gehen daher im Rahmen der Prognose von einem zusätzlichen Erlös von 23 €/MWh aus, wenn das Grünstromprivileg in Anspruch genommen wird.

- In der **sonstigen Direktvermarktung** können EE-Anlagenbetreiber neben den Erlösen aus einer Vermarktung des Stroms am Großhandelsmarkt keine weiteren Vergütungen im Rahmen des EEG erzielen¹⁵. Es müssen die vollständigen Kosten der EE-Stromerzeugung und Vermarktung berücksichtigt werden.

Vorgegebene Wahl des Vermarktungsmodells

Neben der gewinnmaximierenden Vermarktungsstrategie erlaubt die hier vorgestellte Modellierung auch die Vorgabe einer fixierten Vermarktungsalternative je EEG-Anlage. Eine Fixierung der Vermarktungsstrategie kann aus vielerlei Gründen sinnvoll sein. Zum einen ist davon auszugehen, dass kleinere Anlagenbetreiber mit jeweils nur einer geringen Höhe an vermarktbarer Leistung das Risiko einer Direktvermarktung scheuen und stattdessen die Festpreisvergütung bevorzugen. Ebenso ist es wahrscheinlich, dass Anbieter von Direktvermarktungsprodukten aus Kostengründen sich zunächst auf das Kontrahieren größerer Anlagenbetreiber beschränken und erst zunehmend über die Jahre auch kleinere EE-Anlagenbetreiber in ihr Vermarktungsportfolio aufnehmen.

Sowohl Risiko- als auch Kostenüberlegungen führen also dazu, dass insbesondere kleinere EE-Anlagen erst über die Jahre zunehmend in die unterschiedlichen Formen der Direktvermarktung wechseln, obwohl diese basierend auf einem reinen Wirtschaftlichkeitskalkül bereits heute attraktiv für diese Vermarktungsform wären. Aus diesem Grund wird die Vermarktungsform von EE-Anlagen, die je nach Energieträger unterschiedliche Kriterien (insb. deren Anlagengröße) erfüllen, in den einzelnen Betrachtungsmonaten fixiert.

¹³ Nach dem EEG 2012 liegt die Befreiung von der EEG-Umlage bei maximal 20 €/MWh. Falls die EEG-Umlage jedoch unterhalb von 20 €/MWh liegt, reduziert sich auch die Befreiung um den gleichen Betrag. Die maximal möglichen zusätzlichen Erlöse liegen somit bei 40 €/MWh, da das Elektrizitätsversorgungsunternehmen für den gesamten Letztverbrauch nur die reduzierte EEG-Umlage zu leisten hat, sofern es u.a. mindestens 50 % des Letztverbrauchs aus EEG-fähigen Anlagen liefert.

¹⁴ Die weiteren Anforderungen sind im EEG § 39 geregelt.

¹⁵ Es besteht allerdings die Möglichkeit diesen EE-Strom für alternative EE-Stromvermarktung zu nutzen (bspw. im Rahmen des Europäischen Grünstromzertifikatehandels). Im Unterschied zu den anderen Vermarktungsformen dürfen die EEG-Anlagenbetreiber bei der sonstigen Direktvermarktung zusätzlich die vermiedenen Netznutzungsentgelte behalten.

Ein wesentlicher Grund, weshalb für PV- und Onshore-Windenergieanlagen ein Mindestanteil für das Grünstromprivileg fix vorgegeben wird, liegt in der rechtlichen Konstruktion dieser Vermarktungsalternative. Gemäß EEG 2012 müssen 20 % des im Rahmen Grünstromprivilegs vermarkteten EE-Stroms aus fluktuierenden Energieträgern stammen. Wenn sich somit ein EVU entscheidet, EE-Strom im Rahmen des Grünstromprivilegs zu vermarkten, ist es verpflichtet – selbst wenn dies für die PV- und Windenergie Onshore-Anlagen individuell betrachtet unwirtschaftlich ist – diesen vorgegeben Anteil aus dargebotsabhängigen EE zu kontrahieren. Im Grünstromprivileg werden zusätzlich diejenigen Anlagen fixiert, die bereits in der Vergangenheit maßgeblich in dieser Vermarktungsoption angemeldet waren.

Der Grund für die Fixierung von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung liegt darin, dass die alternativen Erlöse aus dieser Vermarktungsform unbekannt sind. Eine Optierung der EE-Anlagenbetreiber in dieses System kann daher de facto modelltechnisch nicht dargestellt werden. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass Anlagen, die bereits in der Vergangenheit maßgeblich in dieser Vermarktungsoption angemeldet waren, weiterhin in der sonstigen Direktvermarktung bleiben. Sofern PV-Anlagen im Rahmen der Prognose den im EEG 2012 vorgesehenen Förderdeckel von 52 GW erreichen, wird die dann nicht mehr geförderte Einspeisemenge für PV-Anlagen als sonstige Direktvermarktung ausgewiesen.¹⁶

Nach welcher Methodik die Anlagen für eine Vermarktungsform fixiert wurden, ist abhängig von dem jeweiligen Energieträger und ist in den jeweiligen nachfolgenden Kapiteln erläutert.

Prognose der Strompreise

Die Höhe der Inanspruchnahmen unterschiedlicher Direktvermarktungsalternativen für EE-Strom wird maßgeblich durch die Entwicklung der zukünftigen Strompreise getrieben. Daher ist es erforderlich, eine für die unterschiedlichen Szenarien konsistente Schätzung der Day-Ahead-Strompreise vorzunehmen. Die unterschiedlichen Entwicklungen der EE-Stromerzeugung in den jeweiligen Szenarien führen zu unterschiedlichen Strompreiserückwirkungen. Dabei ist insbesondere der sog. „Merit-Order-Effekt“¹⁷ zu berücksichtigen.

Zur Prognose der Strompreise und Abschätzung des Merit-Order-Effektes wurde im Rahmen von Los 1 „Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken“ ein Regressionsmodell eingesetzt und dessen Ergebnisse für die Zukunft und die unterschiedlichen Szenarien ausgerollt. Dabei wurde sichergestellt, dass die Entwicklung des Base-Produktes mit aktuellen Terminpreis-Notierungen an der Stromhandelsbörse EEX für die Zukunft korrespondiert.

Im Detail wurde folgende Vorgehensweise umgesetzt: Zunächst wurde der statistische Zusammenhang zwischen angebots- und nachfrageseitigen Einflussfaktoren und den stündlichen Day-Ahead-Strompreisen mittels Regression für die Jahre 2009 bis 2012 geschätzt. Anschließend

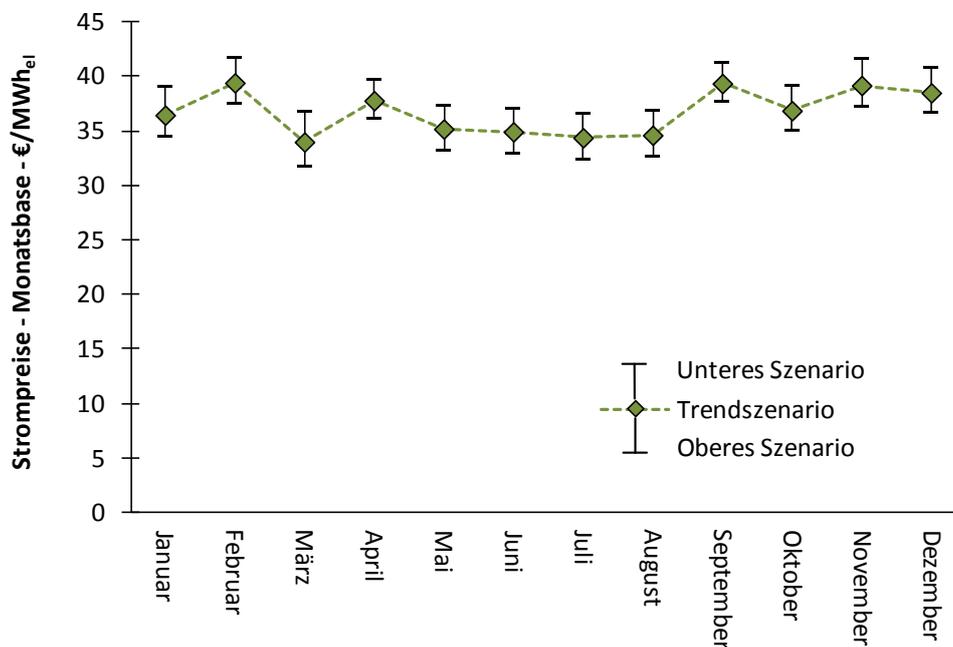
¹⁶ Die eigenverbrauchten Strommengen für PV-Anlagen, die aufgrund des Erreichens des Förderdeckels keine Förderung mehr erhalten, sind nicht unter der sonstigen Direktvermarktung sondern unter PV-Eigenverbrauch ausgewiesen.

¹⁷ Sensfuß, F./Ragwitz, M. (2007).

wurden auf Basis existierender Terminpreisnotierungen Prognosen für die angebotsseitigen Einflussfaktoren (Brennstoffpreise, CO₂-Preise, Anfahrkosten) erstellt. Weiterhin wurde eine stündliche Lastprognose für die Jahre 2014 bis 2018 erstellt. In dieser Lastprognose berücksichtigt wurden die erwartete Entwicklung der deutschlandweiten Stromnachfrage, typische Verbrauchsstrukturen für Werktage und Wochenenden sowie für bundesweite Feiertage. Aus diesen Parametern konnte in Kombination mit dem Ergebnis der Regressionsanalyse eine Entwicklung der Strompreise abgeschätzt werden, die die unterschiedlichen EE-Einspeisungen in den Szenarien („Merit-Order-Effekt“) berücksichtigt. Die erhaltene Strompreisstruktur wurde – falls nötig – auf aktuell gültige Terminpreisnotierungen an der EEX normiert.

Als Ergebnis ergibt sich die in Abbildung 2-4 dargestellte Strompreisentwicklung für die unterschiedlichen Szenarien. Im Jahresdurchschnitt 2014 ergibt sich für das Trend-Szenario ein Base-Preis von 36,7 €/MWh, im oberen Szenario von 34,8 €/MWh und im unteren Szenario von 39,0 €/MWh.

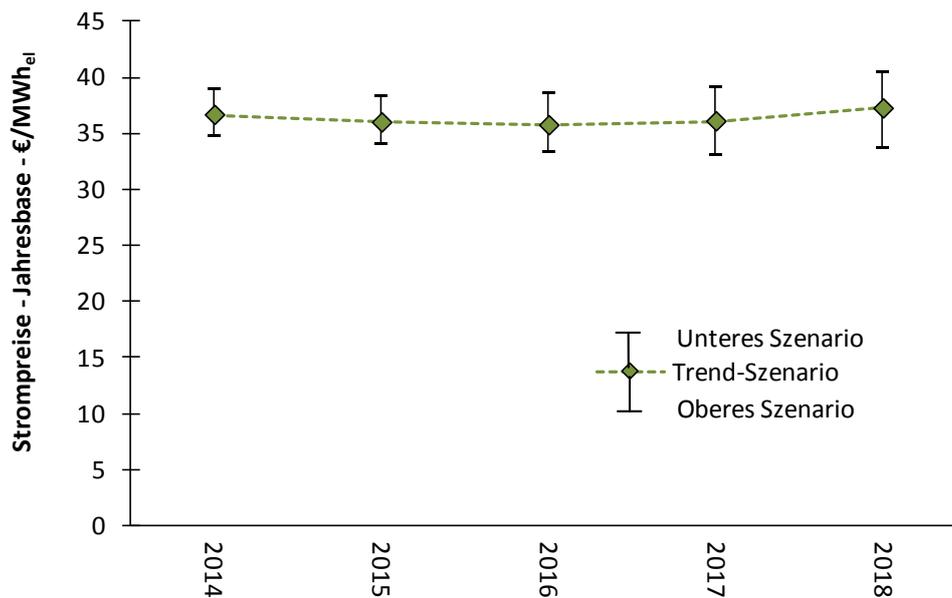
ABBILDUNG 2-4: ENTWICKLUNG DER MONATLICHEN STROMPREISE (BASE) IM JAHRE 2014



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 2-5 stellt die jährliche Strompreisentwicklung der unterschiedlichen Szenarien für die Mittelfristprognose bis 2018 dar. Im Jahresdurchschnitt entwickelt sich der Base-Preis zwischen 2014 und 2018 im Trend-Szenario von 36,7 €/MWh auf 37,3 €/MWh, im oberen Szenario von 34,8 €/MWh auf 33,7 €/MWh und im unteren Szenario von 39,0 €/MWh auf 40,5 €/MWh. Es zeigt sich, dass aufgrund des sogenannten Merit-Order-Effekts der Erneuerbaren Energien mit zunehmender Differenz der EE-Einspeisung auch die Strompreise stärker divergieren.

ABBILDUNG 2-5: ENTWICKLUNG DER JÄHRLICHEN STROMPREISE (BASE) FÜR DIE JAHRE 2014 BIS 2018



Quelle: Eigene Berechnungen.

2.5 Prognose der gesamten EEG-Vergütungszahlungen

Als letzten Schritt werden aus den EE-Stromerzeugungsmengen und den monatlichen Inanspruchnahmen der Vermarktungsoptionen die Vergütungszahlungen – als Summe aller Zahlungen der ÜNB an die EE-Anlagenbetreiber – berechnet. Zusätzlich werden die gesamten vermiedenen Netznutzungsentgelte ermittelt.

Im Rahmen dieses Gutachtens wurden folgende monatliche Werte für 2014 und Jahreswerte für die Mittelfristprognose bis 2018 für alle EE-Technologien berechnet:

- Vermarktete Energiemengen in MWh je Vermarktungsmodell.
- Zu zahlende Einspeisevergütungen aus der Vermarktung in der Festpreisvergütung und im Marktprämienmodell.
- Vermiedene Netznutzungsentgelte für die Vermarktung in der Festpreisvergütung, im Marktprämienmodell und im Grünstromprivileg.

Für den Energieträger Biomasse werden zusätzlich die Vergütungen für die Flexibilitätsprämie eingerechnet.

Für den Energieträger Photovoltaik werden zusätzlich der eigenverbrauchte Strom sowie die damit einhergehenden Zahlungen für PV-Eigenverbrauch ausgewiesen.

3 Wasserkraft (§ 23 EEG)

3.1 Entwicklung bis 2012

Die Tabelle 3-1 zeigt die Entwicklung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland zwischen 2004 und 2012. Sie umfasst den jährlichen Leistungszubau, die installierte Leistung zum jeweiligen Jahresende und die Stromeinspeisung pro Jahr. Die installierte Leistung der EEG-geförderten Wasserkraft (§ 23 EEG) ist zwischen 2004 und 2012 um ca. 44 % angestiegen. Der durchschnittliche jährliche Zubau lag im gleichen Zeitraum bei 54 MW.

Es zeigt sich, dass sich der jährliche Zubau an EEG-geförderten Wasserkraftanlagen entsprechend der ausgewerteten Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber¹⁸ zwischen 2009 und 2012 rückläufig ist, was insbesondere auch auf die hohen restriktiven ökologischen Anforderungen zurückzuführen ist.

Bei Betrachtung der installierten Leistung zum jeweiligen Jahresende ist zu beachten, dass ggf. im Betrachtungszeitraum erfolgte Stilllegungen nicht umfänglich berücksichtigt sind, da die von den ÜNB zur Verfügung gestellten und ausgewerteten EEG-Anlagendaten¹⁹ keine umfassenden Informationen zu vor dem Jahr 2012 stillgelegten Anlagen enthalten. Es sind somit im Wesentlichen lediglich diejenigen Anlagen berücksichtigt, die am 01.01.2012 noch in Betrieb gewesen sind. Somit dürften die Angaben zur am Jahresende installierten Leistung für die Jahre vor 2012 vermutlich zu niedrig liegen.

TABELLE 3-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Leistungszubau ¹⁾	MW	41	42	38	55	16	107	96	58	17
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	969	1.011	1.049	1.105	1.121	1.228	1.323	1.381	1.398
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	4.616	4.953	4.924	5.547	4.982	4.877	5.665	4.843	5.417

¹⁾ Quelle: ÜNB (2013a)

²⁾ Quelle: EEG/KWK-G (2013a)

Während die installierte Leistung der EEG-geförderten Wasserkraftanlagen bis zum Jahr 2012 stetig angestiegen ist, hat sich die jährliche Stromerzeugung volatiler entwickelt. Grundsätzlich ist hierbei zwar auch ein steigender Trend zu beobachten, aufgrund der jährlich schwankenden hydrologischen Bedingungen ergeben sich jedoch auch Jahre mit über- oder unterdurchschnittlicher Stromerzeugung.

¹⁸ ÜNB (2013a).

¹⁹ ÜNB (2013a).

3.2 Prognose der installierten Leistung

Die Potenziale für neue Laufwasserkraftwerke in Deutschland sind bereits weitestgehend ausgeschöpft. Zukünftig ist davon auszugehen, dass im Wesentlichen Modernisierungen bestehender Wasserkraftanlagen und vereinzelt Neubauten kleinerer Wasserkraftanlagen realisiert werden können. Gegen einen deutlichen Anstieg von Neubauten sprechen insbesondere auch die bestehenden Umweltauflagen, die im Zuge der Umsetzung der europäischen Wasserrahmenrichtlinie durch das Wasserhaushaltsgesetz in Deutschland auferlegt wurden.²⁰ Dies führt häufig dazu, dass Neubauprojekte aus rechtlichen Gründen nicht mehr realisiert werden dürfen oder aber die Kosten zur Erfüllung der Umweltauflagen eine Investition unattraktiv machen.²¹ Der verbesserte ökologische Zustand muss durch eine wasserrechtliche Zulassung oder durch die entsprechende Zertifizierung der zuständigen Wasserbehörde bescheinigt werden.²² Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch das EEG haben sich seit in Kraft treten des EEG 2012 für Wasserkraftanlagen gegenüber dem EEG 2009 tendenziell nochmals verbessert. Allerdings vermindern sich die Investitionsanreize jährlich aufgrund der im EEG festgeschriebenen Vergütungsdegression für Neuanlagen.

Für die Prognose bis 2014 sowie die Mittelfristprognose bis 2018 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und die Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Es wurde eine statistische Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten²³ vorgenommen. Dabei wurden die veränderten Rahmenbedingungen durch das EEG und das Wasserhaushaltsgesetz berücksichtigt.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien²⁴ und die BMU-Leitstudie²⁵ berücksichtigt.
- Experteninterview mit dem Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke (BDW) e.V.²⁶

3.2.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende bis 2014 sind in Tabelle 3-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird angenommen, dass 2013 ein Zubau von 58 MW und 2014 ein deutlich reduzierter Zubau von lediglich 25 MW erfolgen wird. Der vergleichsweise star-

²⁰ Ingenieurbüro Floecksmühle (2011).

²¹ Heilig, H.-D. (2012).

²² BMU (2011).

²³ ÜNB (2013a).

²⁴ Bundesregierung (2010).

²⁵ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

²⁶ Uphoff, H. (2013).

ke Zubauwert in 2013 resultiert insbesondere durch die Inbetriebnahme der Erweiterung des Wasserkraftwerks Iffezheim. Die deutliche Reduktion des Zubaus in 2014 wird aufgrund der restriktiven ökologischen Anforderungen an solche Bauwerke angenommen. Demnach steigt die installierte Leistung bis 2014 auf knapp 1,5 GW an.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Zubaustuktur entwickelt sich grundsätzlich analog zum Trend-Szenario, jedoch auf einem insgesamt höheren bzw. niedrigeren Niveau. Im oberen Szenario wird unterstellt, dass die Höhe der EEG-Vergütungen zu einem stärkeren Anstieg des Zubaus führen wird, die ökologischen Anforderungen weniger restriktiv auf den Zubau wirken und insgesamt ein höheres Potenzial erschlossen werden kann. Für das untere Szenario gilt die Argumentation vice versa.

TABELLE 3-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND BIS 2014

		Einheit	2012 (Ist)	2013	2014
Trend-Szenario	Zubau	MW	17	58	25
	Leistung zum Jahresende	MW	1.398	1.456	1.481
Oberes Szenario	Zubau	MW	17	65	40
	Leistung zum Jahresende	MW	1.398	1.463	1.503
Unteres Szenario	Zubau	MW	17	50	10
	Leistung zum Jahresende	MW	1.398	1.448	1.458

Quelle: Daten für 2012: ÜNB (2013a); Daten für 2013/2014: Eigene Berechnungen

Im Vergleich geht die Bundesregierung im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien²⁷ von einem jährlichen Zubau von 23 MW (2013) und 26 MW (2014) aus. Die BMU-Leitstudie²⁸ prognostiziert einen jährlichen Zubau von 24 MW (2013) und 28 MW (2014). Der Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke (BDW) e.V.²⁹ geht für die nächsten Jahre von einer Reduktion des Zubaus um bis zu 75 % gegenüber dem derzeitigen Zubau niveau aus.

3.2.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Tabelle 3-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2015 und 2018. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird angenommen, dass der jährliche Zubau zwischen 2015 und 2018 aufgrund stetig sinkender Potenziale moderat abnimmt. Die installierte Leistung steigt demnach bis 2018 auf knapp 1,6 GW.

²⁷ Bundesregierung (2010).

²⁸ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

²⁹ Uphoff, H. (2013).

- Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird angenommen, dass die Höhe der EEG-Vergütung und geringere ökologische Anforderungen einen höheren Zubau anreizen als im Trend-Szenario. Allerdings wird auch im oberen Szenario von einem im Vergleich zu anderen EE-Technologien wie Windenergie und Photovoltaik geringfügigen Wachstum von jährlich weniger als 40 MW ausgegangen. Die installierte Leistung beträgt in 2018 etwas über 1,6 GW. Analog gilt für das untere Szenario die umgekehrte Argumentation. Hier übersteigt die installierte Leistung in 2018 1,5 GW nur leicht.

TABELLE 3-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND BIS 2018

		Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Zubau	MW	24	23	22	21
	Leistung zum Jahresende	MW	1.505	1.528	1.550	1.571
Oberes Szenario	Zubau	MW	39	38	37	36
	Leistung zum Jahresende	MW	1.520	1.558	1.595	1.631
Unteres Szenario	Zubau	MW	9	8	7	6
	Leistung zum Jahresende	MW	1.490	1.498	1.505	1.511

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich geht die Bundesregierung im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien³⁰ von einem durchschnittlichen jährlichen Zubau von 31 MW (zwischen 2015 und 2018) aus. Die BMU-Leitstudie³¹ prognostiziert einen durchschnittlichen jährlichen Zubau zwischen 2015 und 2018 von 37 MW.

3.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Die Prognose der Stromerzeugung ergibt sich aus der Entwicklung der bereits dargestellten installierten Leistung und der Volllaststunden. Die prognostizierten jährlichen Volllaststunden basieren auf den von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten der Jahre 2009 bis 2012³² sowie den Auswertungen der Volllaststunden aller Wasserkraftanlagen der Jahre 2001 bis 2011³³ und werden für jede Regelzone ermittelt.

Für Neuanlagen, Anlagenerweiterungen und -modernisierungen werden moderat höhere Volllaststunden angenommen, da davon ausgegangen wird, dass diese im Vergleich zum Durchschnitt aller Bestandsanlagen effizienter erzeugen können. Für die Jahre 2014 bis 2018 ergeben sich somit durchschnittliche Volllaststunden für Neuanlagen je nach Regelzone zwischen 3.665 und 4.800.

³⁰ Bundesregierung (2010).

³¹ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

³² ÜNB (2013a).

³³ BMU (2012).

Die monatliche Verteilung der Volllaststunden ergibt sich aus dem Durchschnitt der von den ÜNB bereitgestellten Zeitreihen der viertelstündlichen Einspeisemengen der einzelnen Regelzonen der Jahre 2008 bis 2012.³⁴

Insbesondere die Erzeugung aus Wasserkraftanlagen ist deutlichen jährlichen Schwankungen unterworfen, was in Tabelle 3-1 ersichtlich wird. Diese Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die monatliche Auslastung gegenüber dem Trend-Szenario um 15 % höher liegt. Für das untere Szenario wird eine um 11 % niedrigere Auslastung angenommen. Die unterstellten Abweichungen vom Trend-Szenario basieren auf einer Auswertung der jährlichen Volllaststunden aller Wasserkraftanlagen der Jahre 2001 bis 2011.³⁵

3.3.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 3-4 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird von einem über das Jahr gleichmäßigen Zubau von Wasserkraftanlagen ausgegangen, da in den vergangenen Jahren keine eindeutige monatliche Zubaustruktur festgestellt werden konnte. Es zeigt sich, dass in den Frühjahrsmonaten die Wasserkraftanlagen aufgrund des starken Abflusses am stärksten ausgelastet sind. In den Herbstmonaten ist die Auslastung am geringsten und steigt in den Wintermonaten dann wieder deutlich an. Die Jahreserzeugung liegt in 2014 bei knapp 6,2 TWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Da das obere Szenario die obere Bandbreite der EEG-Vergütungen abdecken soll, wird in diesem Szenario neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der erzeugten Strommenge in 2014 liegt zwischen 5,4 und 7,2 TWh.

³⁴ ÜNB (2013b).

³⁵ BMU (2012).

TABELLE 3-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IN 2014

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	1.458	1.460	1.462	1.464	1.466	1.468	1.470	1.472	1.474	1.477	1.479	1.481	1.481
	Volllaststunden	h	376	345	408	412	377	335	335	328	281	301	294	397	4.190
	Stromerzeugung	GWh	549	503	597	603	553	492	493	482	415	444	435	588	6.154
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	1.467	1.470	1.473	1.477	1.480	1.483	1.487	1.490	1.493	1.497	1.500	1.503	1.503
	Volllaststunden	h	433	396	470	474	434	386	385	377	324	346	338	456	4.819
	Stromerzeugung	GWh	635	583	692	700	642	572	573	561	483	518	507	686	7.152
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	1.449	1.450	1.451	1.452	1.452	1.453	1.454	1.455	1.456	1.457	1.457	1.458	1.458
	Volllaststunden	h	335	307	363	367	336	298	298	292	251	268	262	353	3.729
	Stromerzeugung	GWh	485	445	527	532	487	433	434	424	365	390	381	515	5.420

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.3.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Tabelle 3-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2015 und 2018. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird angenommen, dass die jährliche Auslastung für Deutschland mittelfristig moderat ansteigt, obwohl für Zubauten keine Erhöhung der Volllaststunden unterstellt wurde. Der Zubau erfolgt somit überdurchschnittlich in Bundesländern mit vergleichsweise höheren Volllaststunden, wo das vergleichsweise höchste noch verfügbare Potenzial besteht. Zu nennen ist hierbei insbesondere das Bundesland Bayern. Die jährliche Stromerzeugung erhöht sich aufgrund der höheren installierten Leistung von 6,3 TWh in 2015 auf 6,5 TWh in 2018. Die höheren Volllaststunden in 2016 ergeben sich aufgrund des Schaltjahreffekts.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Um die obere Bandbreite der EEG Vergütungen darstellen zu können, wird im oberen Szenario sowohl ein höherer Zubau als auch eine höhere Auslastung unterstellt. Dadurch ergibt sich eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugung von 7,2 TWh in 2015 auf 7,8 TWh in 2018. Im unteren Szenario gelten die Annahmen vice versa. Es wird lediglich eine marginale Erhöhung der Stromerzeugung von 5,5 TWh in 2015 auf 5,6 TWh in 2018 prognostiziert.

TABELLE 3-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende (MW)	Volllaststunden (h)	Stromerzeugung (GWh)
Trend-Szenario	2015	1.505	4.191	6.259
	2016	1.528	4.205	6.378
	2017	1.550	4.194	6.455
	2018	1.571	4.195	6.547
Oberes Szenario	2015	1.520	4.821	7.236
	2016	1.558	4.837	7.447
	2017	1.595	4.825	7.610
	2018	1.631	4.827	7.789
Unteres Szenario	2015	1.490	3.730	5.541
	2016	1.498	3.741	5.589
	2017	1.505	3.731	5.601
	2018	1.511	3.731	5.626

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Wasserkraft sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 3-6 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung.³⁶
- Managementprämie in der im EEG 2012 festgeschriebenen und in Tabelle 3-6 dargestellten Höhe (für Marktprämie gem. Anlage 4 Abschnitt 1 EEG)
- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 3-6 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in der in Kapitel 2 dargestellten Höhe

³⁶ Die Einspeisung von Wasserkraftanlagen ist im Vergleich zu Windenergie oder Photovoltaik besser prognostizierbar und daher mit geringeren Vermarktungskosten verbunden. Die tatsächliche Höhe der Vermarktungskosten kann je nach Anlagenportfolio sehr unterschiedlich sein. Nach Auskunft diverser Direktvermarkter wird dieser Wert als realistisch eingeschätzt.

- Fixierung kleiner Wasserkraftanlagen in der Festpreisvergütung, da davon ausgegangen wird, dass kleine Anlagen für Direktvermarkter nicht ausreichend attraktiv sind. Dies gilt nicht für Anlagen, die bereits in 2013 direkt vermarktet wurden. Die Fixierung wurde auf Basis einer Auswertung der derzeitigen Inanspruchnahmen der einzelnen EEG-Anlagen in den jeweiligen Vermarktungsformen vorgenommen.³⁷ Für 2014 wurde unterstellt, dass gegenüber 2013 vermehrt auch kleinere Anlagen für die Direktvermarkter interessant werden. Bis 2018 vermindert sich diese unterstellte Leistungsgrenze für Anlagen, die attraktiv für die Direktvermarktung sind, noch weiter.
- Anlagen, welche sich bisher in der Kategorie sonstige Direktvermarktung befanden, werden dort fixiert. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen auch weiterhin ihre zusätzlichen Erlöse (neben dem Strommarkterlös) auf anderen als im EEG ermöglichten Vermarktungswegen erwirtschaften können (bspw. europäische Guarantees of Origin).

TABELLE 3-6: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. EEG-GEFÖRDERTER WASSERKRAFT

		Einheit	2014	2015	2016	2017	2018
alle Szenarien	Vermarktungskosten	€/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	Managementprämie	€/MWh	2,50	2,25	2,25	2,25	2,25
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

3.4.1 Prognose 2014

In Tabelle 3-7 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2014 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Rund 46 % der Erzeugungsmengen wird im Jahr 2014 durch das Marktprämienmodell vermarktet. Es ist davon auszugehen, dass ein zunehmender Anteil an Wasserkraftanlagen monatlich in die Marktprämie optieren wird und somit der Anteil in der Festpreisvergütung weiter sinken wird. Die Direktvermarkter werden auch weiterhin versuchen, lukrative Anlagen in ihr Portfolio aufzunehmen. Für die Erzeugungsmengen im Grünstromprivileg werden keine wesentlichen Veränderungen gegenüber den Mengen in 2013 erwartet. Das Grünstromprivileg bleibt für diejenigen Anlagen mit der geringsten Vergütung auch weiterhin attraktiv. Insgesamt verbleiben demnach rund 10 % der Erzeugungsmengen in dieser Vermarktungsform. Die sonstige Direktvermark-

³⁷ EEG/KWK-G (2013b).

tung wird auch in 2013 keine wesentliche Rolle spielen. Der Anteil wird auf rund 1 % prognostiziert.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen von Wasserkraft in diesen Szenarien (höherer/niedrigerer Wasserabfluss; höherer/geringerer Zubau). Außerdem ist die jeweilige Vermarktungsmenge abhängig von der jeweiligen monatlichen Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen in den jeweiligen Szenarien.

TABELLE 3-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IN 2014

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	243	224	263	264	238	208	208	202	172	184	179	242	2.627
	Marktprämie	GWh	242	221	265	271	252	227	230	227	197	211	208	280	2.832
	Grünstromprivileg	GWh	58	53	62	62	57	51	50	48	42	44	44	59	630
	sonst. Direktvermarktung	GWh	6	5	7	6	6	5	5	5	5	5	5	6	66
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	280	257	303	304	274	240	239	232	198	212	206	278	3.021
	Marktprämie	GWh	282	258	310	318	296	267	270	267	233	250	246	333	3.331
	Grünstromprivileg	GWh	66	61	71	71	65	58	57	56	48	51	50	68	724
	sonst. Direktvermarktung	GWh	7	6	8	7	7	6	6	6	5	5	5	7	76
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	217	199	234	235	212	186	185	179	153	164	159	215	2.338
	Marktprämie	GWh	212	193	232	237	220	198	200	197	171	183	179	242	2.463
	Grünstromprivileg	GWh	58	53	62	62	57	51	50	48	42	44	44	59	630
	sonst. Direktvermarktung	GWh	5	5	6	6	5	5	5	5	4	4	4	6	59

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.4.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2015 und 2018 ist in Tabelle 3-8 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Der Großteil der Erzeugungsmenge wird zwischen 2015 und 2018 durch das Marktprämienmodell vermarktet. Es wird angenommen, dass der Anteil an Wasserkraftanlagen, welcher in die Marktprämie optiert, mittelfristig weiter ansteigt. Im Jahr 2018 würden demnach 63 % der Erzeugungsmenge über das Marktprämienmodell vergütet. Durch zunehmende Konkurrenz werden Direktvermarkter versuchen, ihr Port-

folio möglichst schnell durch lukrative Anlagen zu optimieren. Des Weiteren werden vermehrt auch kleinere Anlagen von den Direktvermarktern berücksichtigt. Der Anteil der Festpreisvergütung sinkt von 39 % im Jahr 2015 auf 26 % im Jahr 2018. Die Erzeugungsmengen im Grünstromprivileg und sonstiger Direktvermarktung bleiben konstant. Während der Anteil im Grünstromprivileg 2018 rund 10 % beträgt, wird lediglich 1 % der Erzeugungsmenge durch sonstige Direktvermarktung vergütet.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Entwicklung im oberen/unteren Szenario verläuft aufgrund der höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen von Wasserkraft in diesen Szenarien (höherer/niedrigerer Wasserabfluss; höherer/geringerer Zubau) auf höherem/niedrigerem Niveau. Außerdem ist die jeweilige Vermarktungsmenge abhängig von der jeweiligen monatlichen Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen in den jeweiligen Szenarien.

TABELLE 3-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	2.415	2.195	1.944	1.733
	Marktprämie	GWh	3.148	3.485	3.815	4.119
	Grünstromprivileg	GWh	630	632	630	630
	sonstige Direktvermarktung	GWh	66	66	66	66
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	2.778	2.524	2.236	1.992
	Marktprämie	GWh	3.658	4.121	4.573	4.996
	Grünstromprivileg	GWh	724	726	724	724
	sonstige Direktvermarktung	GWh	76	76	76	76
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	2.150	1.953	1.731	1.542
	Marktprämie	GWh	2.771	3.015	3.251	3.465
	Grünstromprivileg	GWh	560	562	560	560
	sonstige Direktvermarktung	GWh	59	59	59	59

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2012.³⁸ Dabei ergibt sich der durchschnittliche Vergütungssatz je EEG-Anlage aus dem Quotient der jährlichen Vergütungszahlungen in der Festvergütung und der jährlichen gesamten Stromerzeugung in der Festvergütung der Anlage. Falls die Anlage über ein Gesamtjahr im Grünstromprivileg oder der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wurde, können für diese Anlagen keine Vergütungssätze im Rahmen der Festpreisvergütung ermittelt werden. Daher wurden zusätzlich zu den Vergütungssätzen des Jahres 2012 die Vergütungssätze der Jahre 2011, 2010 bzw. 2009 berücksichtigt.

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde in einem ersten Schritt die Zubaustruktur der vergangenen Jahre ausgewertet. Im Rahmen der Prognose wird davon ausgegangen, dass die Zubaustruktur (Anlagengröße, Modernisierung/Erweiterung oder Neubau) unverändert bleibt. Die Vergütungssätze für Neuanlagen wurden entsprechend der im EEG 2012 festgelegten Regelungen berücksichtigt. Für in 2014 zugebaute Anlagen ergibt sich auf dieser Basis ein mengengewichteter durchschnittlicher Vergütungssatz von 8,99 €-ct./kWh. Bis 2018 sinkt der durchschnittliche Vergütungssatz für neu zugebaute oder erweiterte Wasserkraftanlagen um 1 % pro Jahr.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich somit aus den individuellen Vergütungszahlungen aller in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen, sofern diese in der Festpreisvergütung verbleiben.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. der durchschnittlichen Börsenpreise zzgl. der Zahlungen für die Managementprämie.

Für die beiden Direktvermarktungsoptionen Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung fallen keine Vergütungszahlungen an. Sie spielen daher für die Berechnung der Vergütungen keine Rolle.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszuführen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurde für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2012 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen für 2012 angesetzt.

3.5.1 Prognose 2014

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das

³⁸ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012), ÜNB (2013a).

Jahr 2014 monatlich dargestellt. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung liegen insgesamt höher als die Marktprämienzahlungen, obwohl die Erzeugungsmengen in der Marktprämie gegenüber der Festpreisvergütung moderat höher liegen. Der Grund dafür liegt darin, dass die Marktprämienzahlungen bereits um die Vermarktungserlöse bereinigt sind. Die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte werden für 2014 auf insgesamt 358 Mio. € prognostiziert.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen von Wasserkraft in diesen Szenarien (höherer/niedrigerer Wasserabfluss; höherer/geringerer Zubau) und der ggf. unterschiedlichen Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen. Die Bandbreite der Vergütungszahlungen bestehend aus der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt zwischen 310 und 421 Mio. €.

TABELLE 3-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNe) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	24,1	11,4	3,2	32,2
Februar	22,1	9,7	2,9	29,0
März	26,1	13,2	3,5	35,8
April	26,2	12,5	3,5	35,2
Mai	23,6	12,2	3,3	32,6
Juni	20,7	11,1	2,9	28,8
Juli	20,6	11,3	2,9	29,0
August	20,0	11,1	2,8	28,2
September	17,1	8,7	2,4	23,3
Oktober	18,3	9,8	2,6	25,5
November	17,9	9,2	2,6	24,5
Dezember	24,1	12,7	3,4	33,4
Jahr 2014	260,8	132,7	36,1	357,5

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 3-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	27,7	13,9	3,7	37,8
Februar	25,5	11,9	3,4	34,0
März	30,0	16,2	4,0	42,2
April	30,2	15,2	4,1	41,3
Mai	27,1	15,0	3,8	38,4
Juni	23,8	13,6	3,3	34,0
Juli	23,7	13,9	3,4	34,2
August	23,0	13,7	3,3	33,4
September	19,7	10,7	2,8	27,5
Oktober	21,1	12,2	3,1	30,2
November	20,5	11,4	3,0	29,0
Dezember	27,8	15,8	4,0	39,5
Jahr 2014	299,9	163,4	41,9	421,4

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 3-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	21,4	9,4	2,8	27,9
Februar	19,7	8,0	2,6	25,2
März	23,2	10,8	3,1	31,0
April	23,4	10,4	3,1	30,6
Mai	21,0	10,1	2,9	28,2
Juni	18,4	9,1	2,5	25,0
Juli	18,3	9,3	2,5	25,1
August	17,8	9,1	2,5	24,4
September	15,2	7,1	2,1	20,2
Oktober	16,3	8,0	2,3	22,0
November	15,9	7,4	2,2	21,0
Dezember	21,5	10,3	3,0	28,8
Jahr 2014	232,1	109,1	31,8	309,5

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.5.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2015 und 2018 sind in Tabelle 3-12 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Während die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung mittelfristig sinken, steigen die jährlichen Zahlungen der Marktprämie im gleichen Zeitraum kontinuierlich an. Die Summe der Marktprämien liegt ab 2017 höher als die Festpreisvergütungszahlungen, obwohl die Marktprämienzahlungen bereits um die Vermarktungserlöse an der Strombörse bereinigt sind. Ursache ist die steigende Inanspruchnahme der Marktprämie, da davon ausgegangen wird, dass zunehmend auch kleinere Wasserkraftanlagen von den Direktvermarktern umworben werden. Es wird prognostiziert, dass die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte von 357 Mio. € in 2015 auf 342 Mio. € in 2018 sinken werden. Hierbei sind insbesondere zwei Effekte erkennbar. Zum einen führt die steigende Inanspruchnahme der Marktprämie aufgrund der nicht berücksichtigten Vermarktungserlöse an der Strombörse zu einer Verringerung der gesamten Einspeisevergütungen. Diese Verminderung wird zum anderen teilweise wieder kompensiert durch den jährlichen Zubau.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen von Wasserkraft in diesen Szenarien (höherer/niedrigerer Wasserabfluss; höherer/geringerer Zubau) und der ggf. unterschiedlichen Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen. Analog zum Trend-Szenario übersteigen in beiden Szenarien die Marktprämienzahlungen die Festpreisvergütungszahlungen bis 2018. Im unteren Szenario sinken die Einspeisevergütungen abzgl. der vermiedenen Netzentgelte auf 284 Mio. € in 2018. Umgekehrt steigen die Einspeisevergütungszahlungen im oberen Szenario auf 423 Mio. € in 2018.

TABELLE 3-12: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN DER EEG-GEFÖRDERTEN WASSERKRAFT IN DEUTSCHLAND BIS 2018

	Jahr	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2015	241	152	37	357
	2016	219	174	37	356
	2017	193	194	38	350
	2018	171	209	38	342
Oberes Szenario	2015	278	184	42	419
	2016	252	216	44	425
	2017	222	247	45	425
	2018	197	272	46	423
Unteres Szenario	2015	215	127	32	309
	2016	195	141	33	304
	2017	172	155	33	294
	2018	152	164	33	284

Quelle: Eigene Berechnungen.

4 Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24-26 EEG)

4.1 Entwicklung bis 2012

Die in Tabelle 4-1 dargestellte Entwicklung der installierten Leistung von Deponie-, Klär- und Grubengasen (§§ 24-26 EEG) zeigt, dass zwischen 2004 und 2011 die installierte Leistung aller Gase jährlich angestiegen ist. Bei Betrachtung der installierten Leistung zum jeweiligen Jahresende ist zu berücksichtigen, dass ggf. im Betrachtungszeitraum erfolgte Stilllegungen nicht vollständig berücksichtigt sind, da die von den ÜNB zur Verfügung gestellten und ausgewerteten EEG-Anlagendaten³⁹ lediglich unvollständige Informationen zu bereits stillgelegten Anlagen enthalten, die vor dem Jahr 2012 stillgelegt wurden. Es sind somit im Wesentlichen lediglich diejenigen Anlagen berücksichtigt, die am 01.01.2012 noch in Betrieb gewesen sind. Somit dürften die Angaben zur am Jahresende installierten Leistung für die Jahre vor 2012 vermutlich zu niedrig liegen. Für 2012 wurden auch die in diesem Jahr getätigten Stilllegungen berücksichtigt.

Bei Betrachtung der einzelnen Gase zeigt sich, dass Deponie- und Grubengase gegenüber Klärgas den deutlich größeren Anteil an der installierten Leistung stellen. Lediglich ein geringer Anteil der Anlagen lässt sich auf Basis der von den ÜNB zur Verfügung gestellten Daten⁴⁰ nicht eindeutig den einzelnen Gasarten⁴¹ zuordnen.

TABELLE 4-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Leistungszubau ¹⁾	MW	68	13	12	9	6	8	8	7	-2
<i>davon:</i>										
Deponiegas	MW	21	6	3	3	2	7	2	1	0
Klärgas	MW	1	1	2	9	3	1	1	1	0
Grubengas	MW	46	5	7	-3	0	0	4	4	-2
ohne Zuordnung	MW	1	1	0	0	0	0	1	1	0
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	513	526	538	547	553	561	568	575	573
<i>davon:</i>										
Deponiegas	MW	178	184	187	190	192	199	201	202	203
Klärgas	MW	61	62	64	73	76	77	78	78	78
Grubengas	MW	245	250	257	254	254	254	258	262	260
ohne Zuordnung	MW	29	30	30	30	31	31	32	32	32
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	2.589	3.136	2.789	2.751	2.208	2.020	1.963	1.815	1.769

1) Quelle: ÜNB (2013a)

2) Quelle: EEG/KWK-G (2013a)

³⁹ ÜNB (2013a).

⁴⁰ ÜNB (2013a).

⁴¹ Für Anlagen mit Inbetriebnahmehjahr ab 2009 ist eine eindeutige Zuordnung möglich, da ab 2009 getrennte Vergütungskategorien für die unterschiedlichen Arten von Gasen verwendet werden.

In 2012 zeigt sich ein Rückgang der insgesamt installierten Leistung. Dies ist zum einen den rückläufigen Gasvorkommen geschuldet. Aufgrund solcher Ausgasungseffekte findet zunehmend ein sogenanntes Downsizing der Anlagen statt. Dabei wird die Leistung der Turbinen vermindert, da anderenfalls kein optimaler Anlagenbetrieb mehr möglich ist. Dieser Effekt zeigt sich insbesondere bei Deponie- und Grubengasanlagen. Seit 2005 dürfen bspw. keine zusätzlichen organischen Stoffe mehr in Deponien abgelagert werden, was mit einer sinkenden Gasausbeute verbunden ist. Zum anderen werden zunehmend Anlagen stillgelegt, deren Gasausbeute den kritischen Wert für einen wirtschaftlichen Betrieb unterschritten hat. Für das Jahr 2012 zeigen sich die genannten Effekte in Form eines Nettorückbaus von Gasanlagen.

Die in Tabelle 4-1 dargestellte Entwicklung der Stromeinspeisung zeigt, dass die Einspeisemengen seit 2006 trotz eines weiteren Anstiegs der installierten Kapazitäten stetig gesunken sind. Dies liegt zum einen daran, dass aufgrund des Ausgasungseffektes weniger Strom erzeugt werden kann. Eine weitere Erklärung könnte eine vermehrte Eigennutzung des erzeugten Stroms aufgrund von wirtschaftlichen Überlegungen sein.

4.2 Prognose der installierten Leistung

Für die Prognose der Entwicklung der installierten Leistung wird nach den unterschiedlichen Gasarten unterschieden.

Bei Deponiegasanlagen ist zu erwarten, dass zukünftig lediglich noch ein geringer Zubau erfolgen wird. Es wird angenommen, dass die Stilllegungen und das Downsizing aufgrund der Ausgasungseffekte den Zubau überkompensieren werden.

Für Klärgasanlagen wird auch zukünftig ein moderater Zubau angenommen, der sich jedoch von Jahr zu Jahr abschwächt. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig weitere verfügbare Potenziale erschlossen werden.

Die Entwicklung von Grubengas ist zum einen davon abhängig, in wie weit die noch bestehenden Potenziale erschlossen werden können. Insbesondere ältere Schachtanlagen können hierbei noch eine Rolle spielen. Die Problematik bei der Erschließung neuer Standorte besteht insbesondere darin, die tatsächlichen Gasmengen und die Gasqualität einzuschätzen. Dies erhöht das wirtschaftliche Risiko einer solchen Investition. Zum anderen bestimmen zukünftig vermehrt auch Stilllegungen oder Leistungsminderungen die Entwicklung der installierten Grubengaskapazitäten. Für die nächsten Jahre wird analog zur letztjährigen Prognose⁴² von abnehmenden Zubauraten ausgegangen, was auch in Branchenkreisen erwartet wird.⁴³

Für die Prognose bis 2014 sowie die Mittelfristprognose bis 2018 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen und Befragungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

⁴² r2b energy consulting (2012).

⁴³ Lohkamp, H.J. (2012).

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen durch das EEG, wurde eine statistische Auswertung der EEG-Stammdaten vorgenommen.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurde insbesondere die BMU-Leitstudie berücksichtigt.

4.2.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende 2014 für die jeweiligen Gasarten sind in Tabelle 4-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird angenommen, dass bei Deponiegas sowohl in 2013 als auch in 2014 Stilllegungen oder Leistungsminderungen den Zubau von Anlagen übersteigen. Die Stilllegungen⁴⁴ für Deponiegas belaufen sich in 2014 auf ca. 10 MW. Für Klärgas wird unterstellt, dass insgesamt ein moderater Nettozubau erfolgt. Bei Grubengasanlagen wird für 2013 mit einem marginalen Nettozubau und in 2014 mit marginalen Nettostilllegungen gerechnet, da aufgrund der Ausgasungseffekte zunehmend Anlagen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Die installierte Leistung von Gasen sinkt demnach kontinuierlich bis auf 547 MW in 2014.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Gegenüber dem Trend-Szenario wird im oberen Szenario ein höherer Zubau für alle Gasarten unterstellt. Umgekehrt wird im unteren Szenario ein vergleichsweise niedriger Zubau angenommen. Die Höhe der Stilllegungen ist in den Szenarien identisch. Die Bandbreite der installierten Leistung Ende 2014 beträgt zwischen 540 und 555 MW.

⁴⁴ Stilllegungen werden im Rahmen der Prognose anlagenscharf berücksichtigt. Dabei wird unterstellt, dass die ältesten Anlagen der jeweiligen Gasart zuerst stillgelegt werden.

TABELLE 4-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS BIS 2014

		Einheit	2012 (Ist)	2013	2014
Trend-Szenario	Zubau	MW	-15	-4	-9
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	-6	-8	-10
	Klärgas	MW	0	3	2
	Grubengas	MW	-6	1	-1
	ohne Zuordnung	MW	-3	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	560	556	547
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	196	189	179
Klärgas	MW	78	81	83	
Grubengas	MW	256	257	256	
ohne Zuordnung	MW	29	29	29	
Oberes Szenario	Zubau	MW	-15	-1	-4
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	-6	-7	-9
	Klärgas	MW	0	4	4
	Grubengas	MW	-6	2	1
	ohne Zuordnung	MW	-3	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	560	559	555
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	196	189	180
Klärgas	MW	78	82	86	
Grubengas	MW	256	258	259	
ohne Zuordnung	MW	29	29	29	
Unteres Szenario	Zubau	MW	-15	-7	-13
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	-6	-9	-11
	Klärgas	MW	0	2	1
	Grubengas	MW	-6	0	-3
	ohne Zuordnung	MW	-3	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	560	553	540
	<i>davon:</i>				
	Deponiegas	MW	196	187	176
Klärgas	MW	78	80	81	
Grubengas	MW	256	256	253	
ohne Zuordnung	MW	29	29	29	

Quelle: Daten für 2012: ÜNB (2013a); Daten für 2013/2014: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostiziert die BMU-Leitstudie⁴⁵ einen jährlichen Nettorückgang der installierten Leistung von Deponie- und Klärgas in Höhe von 2 MW in 2013 und ein konstantes Niveau in 2014.

⁴⁵ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

4.2.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 4-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2015 und 2018. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Insgesamt wird prognostiziert, dass aufgrund der vermehrten Stilllegungen von Deponie- und Grubengasanlagen die installierte Leistung zwischen 2015 und 2018 weiter abnimmt. Für Klärgas wird bis 2016 noch ein moderater Nettozubau angenommen. Ab 2017 wird unterstellt, dass die Stilllegungen alter Bestandsklärgasanlagen den Zubau überkompensieren und somit ein Nettorückbau erfolgt. Insgesamt wird angenommen, dass bis 2018 die installierte Leistung aller Gasarten auf 445 MW sinken wird.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird im Vergleich zum Trend-Szenario ein höherer Nettozubau an Klärgasanlagen und ein etwas niedrigeres Nettostilllegungsniveau von Deponie- und Klärgasanlagen prognostiziert. Die installierte Kapazität in 2018 erreicht für alle Gasarten 451 MW. Im unteren Szenario werden umgekehrt vermehrte Nettostilllegungen für Deponie- und Grubengasanlagen angenommen. Außerdem wird unterstellt, dass mittelfristig keine weiteren Klärgasanlagen errichtet werden. Die installierte Kapazität sinkt im unteren Szenario auf 437 MW in 2018.

TABELLE 4-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS BIS 2018

		Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Zubau	MW	-16	-27	-30	-29
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	-20	-21	-23	-15
	Klärgas	MW	2	1	0	-4
	Grubengas	MW	2	-6	-7	-10
	ohne Zuordnung	MW	0	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	531	504	474	445
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	159	138	115	99
	Klärgas	MW	85	86	86	82
Grubengas	MW	258	252	245	235	
ohne Zuordnung	MW	29	29	29	29	
Oberes Szenario	Zubau	MW	-13	-26	-29	-28
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	-19	-21	-23	-15
	Klärgas	MW	3	2	1	-3
	Grubengas	MW	3	-6	-7	-10
	ohne Zuordnung	MW	0	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	534	508	479	451
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	160	139	116	100
	Klärgas	MW	86	88	89	86
Grubengas	MW	259	253	246	236	
ohne Zuordnung	MW	29	29	29	29	
Unteres Szenario	Zubau	MW	-20	-29	-31	-30
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	-20	-21	-23	-15
	Klärgas	MW	0	0	-1	-5
	Grubengas	MW	0	-7	-7	-10
	ohne Zuordnung	MW	0	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	527	498	467	437
	<i>davon:</i>					
	Deponiegas	MW	159	138	115	99
	Klärgas	MW	83	83	82	77
Grubengas	MW	256	249	242	232	
ohne Zuordnung	MW	29	29	29	29	

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostiziert die BMU-Leitstudie⁴⁶ einen Nettorückgang der installierten Leistung zwischen 2015 und 2018 von insgesamt 20 MW.

⁴⁶ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

4.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Die Prognose der Stromerzeugung ergibt sich aus der Entwicklung der bereits dargestellten installierten Leistung und der Volllaststunden. Die prognostizierten jährlichen Volllaststunden basieren auf den von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten der Jahre 2010 bis 2012.⁴⁷

Bei den Volllaststunden wird einerseits eine Unterscheidung nach den jeweiligen Gasarten und andererseits zwischen Bestandsanlagen und Zubau getroffen.

Für Deponiegas-Bestandsanlagen wurden im Trend-Szenario die mittleren Volllaststunden der Jahre 2010 bis 2012 unterstellt. Für Neuanlagen werden 2.800 Volllaststunden angenommen. Der Ausgasungseffekt wirkt sich auf die Volllaststunden der bestehenden Anlagen aus und wird im Rahmen der Prognose mit einem jährlichen Rückgang der Auslastung um 1,1 % berücksichtigt.

Die unterstellten Volllaststunden für bestehende Klärgasanlagen entsprechen den mittleren Volllaststunden der Jahre 2010 bis 2012. Für Neuanlagen werden jährliche Effizienzverbesserungen in Höhe von zusätzlich 20 Volllaststunden unterstellt. Für 2014 liegen die Volllaststunden für neu in Betrieb genommene Anlagen bei 1.940. Für in 2018 neu in Betrieb genommene Anlagen steigen die Volllaststunden auf 2.020 an.

Zur Bestimmung der Volllaststunden von bestehenden Grubengasanlagen wird analog zu den anderen Gasen vorgegangen. Für Neuanlagen werden 3.500 Stunden angenommen. Aufgrund der Ausgasung wird unterstellt, dass die Volllaststunden jährlich um 0,4 % sinken werden.

Die monatliche Verteilung der Volllaststunden ergibt sich aus dem Durchschnitt der von den ÜNB bereitgestellten Zeitreihen der viertelstündlichen Einspeisemengen der einzelnen Regelzonen der Jahre 2010 bis 2012.⁴⁸

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Die unterstellten Abweichungen vom Trend-Szenario basieren auf einer Auswertung der jährlichen Volllaststunden der jeweiligen Gasarten für die Jahre 2009 bis 2012. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die monatliche Auslastung gegenüber dem Trend-Szenario um 15 % höher liegt. Für das untere Szenario wird eine um 10 % niedrigere Auslastung angenommen.

4.3.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 4-4 für alle Gasarten insgesamt dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

⁴⁷ ÜNB (2011), ÜNB (2012), ÜNB (2013a).

⁴⁸ ÜNB (2013b).

- **Trend-Szenario:** Es wird von einem über das Jahr gleichmäßigen Zubau von Anlagen ausgegangen, da in den vergangenen Jahren keine eindeutige monatliche Zubaustruktur festgestellt werden konnte. Die jeweiligen unterstellten Stilllegungen können jedoch zu monatlichen Schwankungen der installierten Leistung führen. Als Ergebnis zeigt sich in den ersten Monaten des Jahres eine leicht überdurchschnittliche Auslastung der Anlagen. Die jährliche Stromerzeugung der Gase beläuft sich für 2014 auf rund 1,8 TWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Da das obere Szenario die obere Bandbreite der EEG-Vergütungen abdecken soll, wird in diesem Szenario neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der Erzeugungsmenge in 2013 liegt zwischen 1,6 und 2,1 TWh.

TABELLE 4-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IN 2014

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	555	556	555	554	554	550	550	547	547	547	546	547	547
	Volllaststunden	h	296	295	291	290	277	274	262	275	269	264	262	257	3.312
	Stromerzeugung	GWh	165	164	162	161	153	151	144	150	147	145	143	140	1.824
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	559	559	559	559	559	555	556	553	554	555	554	555	555
	Volllaststunden	h	340	339	334	333	318	315	301	315	309	303	301	295	3.802
	Stromerzeugung	GWh	190	190	187	186	178	175	167	174	171	168	167	163	2.116
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	552	552	551	550	550	545	545	541	541	541	540	540	540
	Volllaststunden	h	264	263	259	258	247	244	233	245	240	236	234	229	2.951
	Stromerzeugung	GWh	146	145	143	142	136	133	127	132	130	127	126	124	1.611

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.3.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 4-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2015 und 2018. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Die jährliche Stromerzeugung verringert sich insbesondere aufgrund der geringeren installierten Leistung von 1,8 TWh in 2015 auf 1,6 TWh in 2018. Die durchschnittlichen Volllaststunden über alle Gasarten entwickeln sich im Laufe des Prognosezeitraums unterschiedlich. Während diese bis 2017 ansteigen, vermindern sie sich in 2018. Die Entwicklung hängt insbesondere von den individuellen Volllaststunden

derjenigen Anlagen ab, die stillgelegt werden. Bis 2017 werden somit eher Anlagen mit unterdurchschnittlichen Volllaststunden stillgelegt, während in 2018 insbesondere Anlagen mit vergleichsweise hohen Volllaststunden stillgelegt werden.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Trotz der Unterstellung sowohl eines höheren Zubaus als auch einer höheren Auslastung im oberen Szenario, verringert sich die jährliche Stromerzeugung von 2,1 TWh in 2015 auf 1,8 TWh in 2018. Im unteren Szenario gelten die Annahmen vice versa. Die jährliche Stromerzeugung verringert sich somit von 1,6 TWh in 2015 auf 1,4 TWh in 2018.

TABELLE 4-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende (MW)	Volllaststunden (h)	Stromerzeugung (GWh)
Trend-Szenario	2015	531	3.416	1.837
	2016	504	3.431	1.757
	2017	474	3.440	1.682
	2018	445	3.422	1.579
Oberes Szenario	2015	534	3.926	2.118
	2016	508	3.940	2.032
	2017	479	3.946	1.947
	2018	451	3.921	1.831
Unteres Szenario	2015	527	3.043	1.630
	2016	498	3.060	1.552
	2017	467	3.071	1.481
	2018	437	3.058	1.388

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt, auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Gase sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 4-6 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung.⁴⁹
- Managementprämie in der im EEG 2012 festgeschriebenen und in Tabelle 4-6 dargestellten Höhe (für Marktprämie gem. Anlage 4 Abschnitt 1 EEG)
- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 4-6 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in der in Kapitel 2 dargestellten Höhe
- Fixierung kleiner Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in der Festpreisvergütung, da davon ausgegangen wird, dass kleine Anlagen aufgrund des höheren spezifischen Aufwands für Direktvermarkter nicht ausreichend attraktiv sind. Dies gilt nicht für Anlagen, die bereits in 2013 direkt vermarktet wurden. Die Fixierung wurde auf Basis einer Auswertung der derzeitigen Inanspruchnahmen der einzelnen EEG-Anlagen in den jeweiligen Vermarktungsformen vorgenommen.⁵⁰ Ab 2014 wurde unterstellt, dass gegenüber 2013 zunehmend auch kleinere Anlagen für die Direktvermarkter interessant werden.
- Anlagen, welche sich bisher in der Kategorie sonstige Direktvermarktung befanden, werden dort fixiert. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen auch weiterhin ihre zusätzlichen Erlöse (neben dem Strommarkterlös) auf anderen als im EEG ermöglichten Vermarktungswegen erwirtschaften können (bspw. europäische Guarantees of Origin).

TABELLE 4-6: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS

		Einheit	2014	2015	2016	2017	2018
alle Szenarien	Vermarktungskosten	€/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	Managementprämie	€/MWh	2,50	2,25	2,25	2,25	2,25
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

4.4.1 Prognose 2014

In Tabelle 4-7 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2014 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

⁴⁹ Die Einspeisung von Gasen ist im Vergleich zu Windenergie oder Photovoltaik besser prognostizierbar und daher mit geringeren Vermarktungskosten verbunden. Die tatsächliche Höhe der Vermarktungskosten kann je nach Anlagenportfolio sehr unterschiedlich sein. Nach Auskunft diverser Direktvermarkter wird dieser Wert als realistisch eingeschätzt.

⁵⁰ EEG/KWK-G (2013b).

- **Trend-Szenario:** Für Deponie-, Klär- und Grubengas ergibt sich eine vergleichsweise hohe Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs mit einem Anteil von 55 % für das Jahr 2014. Das Grünstromprivileg ist insbesondere für Grubengasanlagen attraktiv, da diese Anlagen die vergleichsweise niedrigsten Vergütungssätze der einzelnen Gasarten haben. Die Inanspruchnahme der Marktprämie liegt mit 29 % rund doppelt so hoch wie die Festpreisvergütung, welche insbesondere für die kleinen Anlagen weiterhin die relevante Vermarktungsart relevant ist. Die sonstige Direktvermarktung wird in 2014 keine nennenswerte Rolle spielen.

Die aus Tabelle 4-7 ersichtlichen moderaten monatlichen Schwankungen zwischen den einzelnen Vermarktungsoptionen sind Ergebnis der modellgestützten Berechnungen der monatlich attraktivsten Vermarktungsstrategie. Ein solches monatliches Optieren aufgrund eines Optimierungskalküls zeigt sich auch in den Auswertungen der Inanspruchnahmen der einzelnen Vermarktungsoptionen im Jahr 2012 und 2013. Diese Daten haben gezeigt, dass nicht alle Anlagen in einer bestimmten Vermarktungsoption verbleiben, wenn sie dort einmal hinein optiert sind. Für die nächsten Jahre ist zu erwarten, dass die Direktvermarkter vermehrt eine monatliche Optimierung der Vermarktungsoptionen anstellen werden, da die Erweiterung ihres Anlagenportfolios zunehmend schwieriger wird und daher weitere Optimierungsmöglichkeiten in den Vordergrund rücken.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen der Gase in diesen Szenarien (höhere/niedrigere Erzeugung; höherer/geringerer Zubau). Außerdem ist die jeweilige Vermarktungsmenge abhängig von der jeweiligen monatlichen Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen in den jeweiligen Szenarien.

TABELLE 4-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	27	27	26	25	24	23	22	22	21	20	19	19	274
	Marktprämie	GWh	44	45	45	45	44	43	40	43	42	43	43	43	521
	Grünstromprivileg	GWh	90	90	88	88	84	83	80	83	82	80	79	77	1.007
	sonst. Direktvermarktung	GWh	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	22
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	32	31	30	29	27	27	25	25	24	23	22	21	315
	Marktprämie	GWh	52	52	53	54	52	51	48	51	51	51	52	52	618
	Grünstromprivileg	GWh	104	104	102	101	96	95	92	96	95	92	91	89	1.158
	sonst. Direktvermarktung	GWh	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	25
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	24	24	23	23	21	21	19	19	18	18	17	17	244
	Marktprämie	GWh	39	39	39	39	38	37	35	37	37	37	37	37	451
	Grünstromprivileg	GWh	81	80	79	78	75	73	72	74	73	71	71	69	896
	sonst. Direktvermarktung	GWh	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	20

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.4.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2015 und 2018 ist in Tabelle 4-8 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Das Grünstromprivileg ist in allen Jahren die attraktivste Vermarktungsform, da Anlagen auf Basis von Deponie-, Klär- und Grubengas im Durchschnitt vergleichsweise niedrige Vergütungssätze erhalten. Ebenfalls vergleichsweise häufig in Anspruch genommen wird die Marktprämie, die meist deutlich vor der Festpreisvergütung liegt. Die sonstige Direktvermarktung ist für alle Gasarten deutlich weniger attraktiv und nimmt bis 2018 aufgrund von Stilllegungen weiter ab.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen und unteren Szenario zeigt sich eine ähnliche Entwicklung der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen, allerdings auf einem unterschiedlichen Niveau. Im oberen Szenario liegen die Vermarktungsmengen für alle Vermarktungsformen höher und im unteren Szenario niedriger als im Trend-Szenario.

TABELLE 4-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGASANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	193	127	112	451
	Marktprämie	GWh	630	663	639	255
	Grünstromprivileg	GWh	997	951	918	869
	sonstige Direktvermarktung	GWh	16	16	13	4
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	222	147	128	523
	Marktprämie	GWh	730	774	748	305
	Grünstromprivileg	GWh	1.147	1.093	1.056	999
	sonstige Direktvermarktung	GWh	19	18	15	4
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	172	113	99	392
	Marktprämie	GWh	556	578	553	199
	Grünstromprivileg	GWh	888	846	817	793
	sonstige Direktvermarktung	GWh	14	14	11	3

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2012.⁵¹ Dabei ergibt sich der durchschnittliche Vergütungssatz je EEG-Anlage aus dem Quotient der jährlichen Vergütungszahlungen in der Festvergütung und der jährlichen gesamten Stromerzeugung in der Festvergütung der Anlage. Falls die Anlage über ein Gesamtjahr im Grünstromprivileg oder der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wurde, können für diese Anlagen keine Vergütungssätze im Rahmen der Festpreisvergütung ermittelt werden. Daher wurden zusätzlich die Vergütungssätze der Jahre 2011, 2010 bzw. 2009 berücksichtigt.

⁵¹ ÜNB (2011), ÜNB (2012), ÜNB (2013a).

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde in einem ersten Schritt die Zubaustuktur der vergangenen Jahre analysiert. Im Rahmen der Prognose wird davon ausgegangen, dass die Zubaustuktur (Anlagengröße) unverändert bleibt. Die Vergütungssätze wurden entsprechend der im EEG 2012 festgelegten Regelungen für die einzelnen Gasarten berücksichtigt. Für in 2014 zugebaute Anlagen ergibt sich auf dieser Basis ein mengengewichteter durchschnittlicher Vergütungssatz von 7,36 €-ct./kWh für Deponiegasanlagen, 6,42 €-ct./kWh für Klärgasanlagen und 5,71 €-ct./kWh für Grubengasanlagen. Bis 2018 sinken die Vergütungssätze der einzelnen Technologien um jährlich 1,5 %.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich somit aus den individuellen Vergütungszahlungen aller in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen, sofern diese in der Festpreisvergütung verbleiben.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. der durchschnittlichen Börsenpreise zzgl. der Zahlungen für die Managementprämie.

Für die beiden Direktvermarktungsoptionen Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung fallen keine Vergütungszahlungen an. Sie spielen daher für die Berechnung der Vergütungen keine Rolle.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszuführen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurden für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2012 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen aus dem Jahr 2012 angesetzt.

4.5.1 Prognose 2014

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2014 monatlich dargestellt. Die Einspeisevergütung ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung liegen insgesamt höher als die Marktprämienzahlungen, da letztere bereits um die Vermarktungserlöse bereinigt sind. Da ein großer Teil der Gase in das Grünstromprivileg optieren, entfallen hier die Vergütungszahlungen für diese Anlagen. Die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte werden für 2014 auf 31 Mio. € prognostiziert.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen der Gase in diesen Szenarien sowie der geringeren (oberes Szenario) bzw. höheren (unteres Szenario) Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs.

TABELLE 4-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	2,4	1,5	1,0	2,9
Februar	2,4	1,4	1,0	2,8
März	2,3	1,6	1,0	2,9
April	2,3	1,5	1,0	2,8
Mai	2,1	1,5	0,9	2,7
Juni	2,1	1,5	0,9	2,7
Juli	1,9	1,5	0,9	2,5
August	2,0	1,6	0,9	2,6
September	1,9	1,3	0,9	2,3
Oktober	1,8	1,5	0,9	2,4
November	1,8	1,4	0,9	2,3
Dezember	1,7	1,4	0,9	2,2
Jahr 2014	24,6	17,6	11,1	31,2

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 4-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	2,8	1,9	1,2	3,5
Februar	2,7	1,7	1,1	3,3
März	2,6	2,0	1,1	3,5
April	2,6	1,8	1,1	3,3
Mai	2,4	1,9	1,1	3,3
Juni	2,4	1,9	1,1	3,2
Juli	2,2	1,8	1,0	3,0
August	2,3	1,9	1,1	3,1
September	2,2	1,7	1,0	2,8
Oktober	2,1	1,8	1,0	2,9
November	2,0	1,7	1,0	2,7
Dezember	2,0	1,7	1,0	2,7
Jahr 2014	28,3	21,9	12,9	37,4

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 4-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	2,2	1,2	0,9	2,5
Februar	2,1	1,1	0,9	2,3
März	2,0	1,3	0,9	2,5
April	2,0	1,2	0,9	2,4
Mai	1,9	1,2	0,8	2,3
Juni	1,8	1,2	0,8	2,3
Juli	1,7	1,2	0,8	2,2
August	1,7	1,3	0,8	2,2
September	1,7	1,1	0,8	2,0
Oktober	1,6	1,2	0,8	2,0
November	1,6	1,1	0,8	1,9
Dezember	1,5	1,1	0,8	1,9
Jahr 2014	21,9	14,3	9,8	26,4

Quelle: Eigene Berechnungen.

4.5.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2015 und 2018 sind in Tabelle 4-12 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Die Festpreisvergütungszahlungen sinken bis 2017 kontinuierlich, da vermehrt Anlagen aus dieser Vermarktungsoption herausoptieren. Auch die gesamten Vergütungszahlungen sinken bis 2017. In 2018 steigen diese jedoch wieder an, da Anlagen vermehrt die Festpreisvergütung auswählen und die Vergütungszahlungen dort - anders als im Marktprämienmodell - nicht um die Börsenerlöse vermindert sind. Es wird prognostiziert, dass die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte von 28 Mio. € in 2015 auf 34 Mio. € in 2018 steigen werden.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen und unteren Szenario verhalten sich die Einspeisevergütungen analog zum Trend-Szenario. Lediglich das Niveau verändert sich aufgrund der höheren/niedrigeren Erzeugung in den beiden Szenarien gegenüber dem Trend-Szenario. Die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung und der Marktprämie

abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte steigen im oberen Szenario von 34 Mio. € in 2015 auf 41 Mio. € in 2018 und im unteren Szenario von 24 Mio. € in 2015 auf 28 Mio. € in 2018.

TABELLE 4-12: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON DEPONIE-, KLÄR- UND GRUBENGAS IN DEUTSCHLAND BIS 2018

	Jahr	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2015	16	23	11	28
	2016	11	25	11	26
	2017	10	24	10	24
	2018	30	13	9	34
Oberes Szenario	2015	19	28	13	34
	2016	13	31	12	32
	2017	11	30	11	30
	2018	35	16	11	41
Unteres Szenario	2015	14	19	10	24
	2016	10	21	9	21
	2017	9	19	9	19
	2018	26	10	8	28

Quelle: Eigene Berechnungen.

5 Biomasse (§ 27 EEG)

5.1 Entwicklung bis 2012

Die in Tabelle 5-1 dargestellte bisherige Entwicklung der installierten Leistung von Biomasseanlagen (§ 27 EEG) zeigt, dass diese zwischen 2004 und 2012 kontinuierlich angestiegen ist.

Bei Betrachtung der installierten Leistung zum jeweiligen Jahresende ist zu beachten, dass ggf. im Betrachtungszeitraum erfolgte Stilllegungen nicht berücksichtigt sind, da die von den ÜNB zur Verfügung gestellten und ausgewerteten EEG-Anlagendaten⁵² keine vollständigen Informationen zu vor dem Jahr 2012 stillgelegten Anlagen enthalten. Es sind somit lediglich diejenigen Anlagen berücksichtigt, die am 01.01.2012 noch in Betrieb gewesen sind. Somit dürften die Angaben zur am Jahresende installierten Leistung für die Jahre vor 2012 vermutlich zu niedrig liegen. Dies dürfte insbesondere für flüssige Bioenergieanlagen gelten, die in den vergangenen Jahren aufgrund stark angestiegener Brennstoffpreise vermehrt unwirtschaftlich geworden sind und stillgelegt wurden. Weiterhin sei einschränkend darauf hingewiesen, dass die in Tabelle 5-1 dargestellte Unterscheidung nach den einzelnen Aggregatzuständen grundsätzlich auf den Auswertungen der EEG-Anlagenstammdaten beruhen. In einigen Fällen konnte jedoch keine eindeutige Zuordnung der Anlagen zu Aggregatzuständen sondern lediglich Abschätzungen diesbezüglich vorgenommen werden.

Ende 2012 waren gemäß der von den ÜNB zur Verfügung gestellten Daten⁵³ in Deutschland Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 5.657 MW in Betrieb. Davon entfiel der deutlich größere Teil auf Biogasanlagen, deren installierte Leistung Ende 2012 bereits 4.405 MW betrug. Die Entwicklung des Zubaus zeigt seit 2004 einen klaren Trend hin zu Biogasanlagen. Die flüssigen Bioenergieanlagen können aufgrund der starken Preiserhöhungen der Brennstoffe größtenteils nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden, was an der abnehmenden Leistung in 2012 ersichtlich wird. Dieser Effekt hat bereits in den vorherigen Jahren eingesetzt, kann jedoch aufgrund der fehlenden Informationen zu den Stilllegungen hier jedoch nicht beziffert werden.

Die in Tabelle 5-1 dargestellte Entwicklung der Stromeinspeisung zeigt einen stetigen Anstieg der Einspeisemengen von Bioenergieanlagen. Zwischen 2004 und 2012 ist die eingespeiste und nach EEG vergütete Erzeugungsmenge aus Bioenergieanlagen um mehr als den Faktor sechs angestiegen.

⁵² ÜNB (2013a).

⁵³ ÜNB (2013a).

TABELLE 5-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Leistungszubau ¹⁾	MW	485	583	767	620	333	384	524	877	115
<i>davon:</i>										
fest	MW	109	87	149	80	68	83	21	48	-2
gasförmig	MW	374	468	567	499	251	299	498	824	120
flüssig	MW	3	28	51	40	14	2	5	5	-3
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	1.454	2.037	2.804	3.424	3.756	4.140	4.664	5.541	5.657
<i>davon:</i>										
fest	MW	532	619	769	849	917	1.000	1.021	1.069	1.067
gasförmig	MW	881	1.349	1.915	2.414	2.665	2.964	3.462	4.285	4.405
flüssig	MW	41	69	120	160	174	176	181	187	184
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	5.241	7.367	10.902	15.924	18.947	22.980	25.155	27.977	34.321

¹⁾ Quelle: ÜNB (2013a)

²⁾ Quelle: EEG/KWK-G (2013a)

5.2 Prognose der installierten Leistung

Für die Prognose der Entwicklung der installierten Leistung wird nach den unterschiedlichen Aggregatzuständen unterschieden.

Bei fester Biomasse ist auch zukünftig von einem weiteren Zubau auszugehen, im Vergleich zu den Zubauspitzen in den Jahren 2004 bis 2011 jedoch auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Die wirtschaftlich attraktiven Potenziale bspw. von Altholz, Industrierestholz und weiteren Abfallprodukten sind zu großen Teilen bereits erschlossen. Nicht zuletzt haben auch die steigenden Rohstoffpreise und erhöhten Nutzungskonkurrenzen für den Rohstoff Holz in seinen verschiedenen Nutzungsformen zu einer Minderung des Zubaus geführt.⁵⁴ Die sinkende Attraktivität in Investitionen in feste Biomasseanlagen zeigt sich in 2012, wo entsprechend der ausgewerteten EEG-Anlagenstammdaten⁵⁵ sogar in Summe ein marginaler Nettorückbau erfolgte.

Gegenüber der festen Biomasse attraktiver dürften auch zukünftig Investitionen in Biogasanlagen sein, obwohl die Neuregelung der Vergütung im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahr 2012 einen deutlichen Rückgang des Zubaus an Biogasanlagen verursacht hat. Eine weiter steigende Bedeutung werden zukünftig voraussichtlich Biogasaufbereitungsanlagen erhalten. Bei diesen Anlagen wird der Strom nicht direkt in den Biomasseanlagen erzeugt. In den meisten Fällen wird das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist. Dieses Gas kann dann an anderer Stelle entnommen und in Strom umgewandelt werden. Somit lassen sich zum einen höhere Gesamtausnutzungsgrade erreichen und zum anderen kann das Erdgasnetz als längerfristiger Speicher fungieren. Diese Form der Stromerzeugung wird im Rahmen des EEG

⁵⁴ DBFZ (2012).

⁵⁵ ÜNB (2013a).

ebenfalls gefördert. Infolge der Novellierung des EEG im Jahr 2012 wurde zudem die sogenannte Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen eingeführt, welche lediglich für Anlagen in der Marktprämie oder der sonstigen Direktvermarktung gewährt wird. Diese soll den Anlagenbetreibern einen Anreiz bieten, die Anlagenleistung zu erhöhen und somit stärker bedarfsgerecht einzuspeisen. Je nachdem wie stark diese Prämie von den Betreibern angenommen wird, kann sie zu einer Erhöhung der installierten Leistung von Biogasanlagen führen. Im Rahmen der Prognose wird jedoch angenommen, dass die Flexibilitätsprämie lediglich zu einer geringen Leistungssteigerung führen wird. Eine Umfrage unter Biogasanlagenbetreibern des Deutschen Biomasseforschungszentrums hat ergeben, dass lediglich rund 17 % der Anlagenbetreiber eine Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zukünftig planen.⁵⁶

Da flüssige Bioenergieanlagen im Rahmen des EEG 2012 nicht mehr vergütet werden, ist zukünftig mit keinem weiteren Zubau zu rechnen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass flüssige Bioenergieanlagen zukünftig noch weiter stillgelegt werden.

Für die Prognose bis 2014 und die Mittelfristprognose bis 2018 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen und Befragungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Es wurde eine statistische Auswertung der EEG-Stammdaten vorgenommen.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Experteninterview mit dem Fachverband Biogas⁵⁷

5.2.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende bis 2014 für die jeweiligen Aggregatzustände sind in Tabelle 5-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Im Trend-Szenario wird angenommen, dass der wesentliche Zubau auf Basis von Biogasanlagen erfolgen wird. Für die Jahre 2013 und 2014 wird angenommen, dass Biogasanlagen mit jeweils 200 MW zugebaut werden. Ein zunehmender Teil des Zubaus erfolgt durch Repowering von Altanlagen. Diese Entwicklungsprognose wurde vom Fachverband Biogas grundsätzlich bestätigt.⁵⁸ Für feste Biomasse wird ein jährliches Zubauvolumen von 50 MW unterstellt. Bezüglich flüssiger Bioenergie wird unterstellt, dass bis 2014 vermehrt Anlagen stillgelegt werden. Wir gehen in der Prognose von Stilllegungen in Höhe von insgesamt 74 MW in 2013 und 2014 aus. Zusammengefasst würde die installierte Leistung von Biomasseanlagen in den Jahren 2013 und 2014 um jeweils mehr als 200 MW ansteigen und Ende 2014 6.082 MW betragen.

⁵⁶ DBFZ (2012).

⁵⁷ Horbelt, A. (2013).

⁵⁸ Horbelt, A. (2013).

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird ein stärkerer Zubau von Biogas- und Biomasseanlagen bspw. aufgrund sinkender Anlagen- und Brennstoffpreise unterstellt, während Stilllegungen von flüssiger Bioenergie in gleichem Maße wie im Trend-Szenario angenommen werden. Im unteren Szenario wird erwartet, dass sich die Rahmenbedingungen für Investitionen in Biomasseanlagen vergleichsweise ungünstig entwickeln werden.

TABELLE 5-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON BIOMASSE BIS 2014

		Einheit	2012 (Ist)	2013	2014
Trend-Szenario	Zubau	MW	115	213	213
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	-2	50	50
	gasförmig	MW	120	200	200
	flüssig	MW	-3	-37	-37
	Leistung zum Jahresende	MW	5.657	5.869	6.082
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	1.067	1.117	1.167
	gasförmig	MW	4.405	4.605	4.805
	flüssig	MW	184	147	110
Oberes Szenario	Zubau	MW	115	253	313
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	-2	58	70
	gasförmig	MW	120	232	280
	flüssig	MW	-3	-37	-37
	Leistung zum Jahresende	MW	5.657	5.909	6.222
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	1.067	1.125	1.195
	gasförmig	MW	4.405	4.637	4.917
	flüssig	MW	184	147	110
Unteres Szenario	Zubau	MW	115	173	113
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	-2	42	30
	gasförmig	MW	120	168	120
	flüssig	MW	-3	-37	-37
	Leistung zum Jahresende	MW	5.657	5.829	5.942
	<i>davon:</i>				
	fest	MW	1.067	1.109	1.139
	gasförmig	MW	4.405	4.573	4.693
	flüssig	MW	184	147	110

Quelle: Daten für 2012: ÜNB (2013a); Daten für 2013/2014: Eigene Berechnungen

Im Vergleich zu unserer Prognose sagt die BMU-Leitstudie⁵⁹ einen jährlichen Nettozubau von Biomasseanlagen in Höhe von 274 MW (2013) und 217 MW (2014) voraus. Im Rahmen des Na-

⁵⁹ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

tionalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung⁶⁰ von einem jährlichen Zubau von 280 MW (2013) und 261 MW (2014) aus.

5.2.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 5-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende für die jeweiligen Aggregatzustände zwischen 2015 und 2018. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Für den Zeitraum zwischen 2015 und 2018 wird für feste und gasförmige Bioenergieträger angenommen, dass ein abnehmender jährlicher Zubau erfolgen wird. Dies ist damit zu begründen, dass diejenigen Potenziale, die noch ausreichend vergütet werden zunehmend ausgeschöpft werden und für einen weiteren deutlichen Zubau die Vergütungen stärker angehoben werden müssten. Es wird davon ausgegangen, dass auch mittelfristig der überwiegende Zubau auf Basis von Biogas erfolgen wird, da hier die größeren erschließbaren Potenziale bestehen. Flüssige Bioenergieanlagen werden bis 2015 noch weiter stillgelegt und nicht ersetzt. Die gesamte installierte Leistung von Biomasseanlagen wird von 6,2 GW in 2015 auf 6,7 GW in 2018 steigen.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im Vergleich zum Trend-Szenario wird im oberen Szenario ein stärkerer Zubau von Biogas- und Biomasseanlagen u.a. aufgrund sinkender Anlagen- und Brennstoffpreise unterstellt. Im unteren Szenario wird umgekehrt ein geringerer Zubau erwartet. Stilllegungen von Anlagen flüssiger Bioenergie werden in gleicher Höhe wie im Trend-Szenario angenommen. Im oberen Szenario steigt die installierte Biomasseleistung auf 7,0 GW in 2018. Im unteren Szenario wird erwartet, dass die Leistung lediglich auf 6,4 GW bis 2018 ansteigen wird.

⁶⁰ Bundesregierung (2010).

TABELLE 5-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON BIOMASSE BIS 2018

		Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Zubau	MW	150	170	160	150
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	36	34	32	30
	gasförmig	MW	144	136	128	120
	flüssig	MW	-29	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	6.233	6.402	6.562	6.712
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	1.203	1.237	1.269	1.299
gasförmig	MW	4.949	5.085	5.213	5.333	
flüssig	MW	80	80	80	80	
Oberes Szenario	Zubau	MW	231	250	240	230
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	52	50	48	46
	gasförmig	MW	208	200	192	184
	flüssig	MW	-29	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	6.313	6.562	6.802	7.032
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	1.219	1.269	1.317	1.363
gasförmig	MW	5.013	5.213	5.405	5.589	
flüssig	MW	80	80	80	80	
Unteres Szenario	Zubau	MW	71	90	80	70
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	20	18	16	14
	gasförmig	MW	80	72	64	56
	flüssig	MW	-29	0	0	0
	Leistung zum Jahresende	MW	6.153	6.242	6.322	6.392
	<i>davon:</i>					
	fest	MW	1.187	1.205	1.221	1.235
gasförmig	MW	4.885	4.957	5.021	5.077	
flüssig	MW	80	80	80	80	

Quelle: Eigene Berechnungen

Die BMU-Leitstudie⁶¹ sagt im Vergleich eine installierte Leistung aus Bioenergieanlagen in Höhe von rund 6,7 GW in 2018 voraus. Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung⁶² von einer installierten Leistung von 8,4 GW in 2018 aus.

5.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Die prognostizierten jährlichen Volllaststunden basieren auf den von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten der Jahre 2009 bis 2012. Bei den Volllaststunden wird zwischen Be-

⁶¹ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁶² Bundesregierung (2010).

standsanlagen und Zubau unterschieden. Zudem wird eine Unterscheidung hinsichtlich der Biomasetechnologie getroffen.

Für Bestandsanlagen wurden im Trend-Szenario die Volllaststunden auf Basis der durchschnittlichen Bewegungsdaten der ÜNB⁶³ für die Jahre 2009 bis 2011 unterstellt. Die Jahresabrechnung⁶⁴ 2012 hat gezeigt, dass die Volllaststunden von Biomasseanlagen mit rund 6000 Stunden deutlich zugenommen haben. Derzeit ist noch nicht sicher, was diesen Anstieg der Auslastung bewirkt hat. Ein möglicher Grund dafür könnte die zunehmende Inanspruchnahme der Marktprämie sein, in dessen Rahmen die Einspeisung der einzelnen Anlagen stärker optimiert wird. In wie weit dies als Trend zu steigenden Volllaststunden der Bestandsanlagen angesehen werden kann, wird sich erst im Laufe der Auswertungen für das Jahr 2013 zeigen. Im Rahmen der Prognose wird daher unterstellt, dass die Volllaststunden der Bestandsanlagen gegenüber dem Durchschnitt der vergangenen Jahre um knapp 3 % ansteigen.

Für Neuanlagen werden je nach Technologie zwischen 6.000 (feste Biomasseanlagen) und 7.500 Volllaststunden (Biogas) angenommen. Bei Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie wurden 6.000 Volllaststunden kalkuliert. Die prognostizierten Volllaststunden für Neuanlagen werden im Rahmen der Prognose über dem Durchschnitt aller Bestandsanlagen angenommen. Dies entspricht dem derzeitigen Trend, da die Auslastung von Neuanlagen im Vergleich zum Durchschnitt aller Anlagen höher liegt.⁶⁵

Es wird eine gleiche monatliche Verteilung der Volllaststunden unterstellt, da die Auswertung der stündlichen Einspeisedaten der ÜNB⁶⁶ für die vergangenen Jahre keine eindeutige Struktur gezeigt hat. Somit ergeben sich die monatlichen Unterschiede der Volllaststunden lediglich aufgrund des Kalendereffekts.

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die monatliche Auslastung gegenüber dem Trend-Szenario um 5 % höher liegt. Für das untere Szenario wird eine um 5 % niedrigere Auslastung angenommen.

5.3.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 5-4 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Im Rahmen der Prognose wurde basierend auf der Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten für die Inbetriebnahmejahre ab 2001 folgende monatliche Zubaustruktur unterstellt: Demnach erfolgt in der ersten Jahreshälfte lediglich ein Zubau

⁶³ ÜNB (2013a).

⁶⁴ EEG / KWK-G (2013a).

⁶⁵ DBFZ (2012).

⁶⁶ ÜNB (2013b).

von 20 % des Gesamtjahreszubaus. Die Auswertung hat gezeigt, dass der stärkste Zubau am Jahresende erfolgt. In den beiden letzten Monaten des Jahres wurden im Durchschnitt 52 % der insgesamt zugebauten Jahresleistung in Betrieb genommen. Dies liegt insbesondere an der im Folgejahr anfallenden Degression der Vergütungssätze. Die monatliche Auslastung ist bei Biomasseanlagen nur geringen Schwankungen unterworfen. Für das Jahr 2014 ergibt sich somit insgesamt eine Einspeisung aus Biomasseanlagen von knapp 35 TWh.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Da das obere Szenario die obere Bandbreite der EEG-Vergütungen abdecken soll, wird in diesem Szenario neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der biogenen Stromerzeugung liegt für 2014 demnach zwischen rund 32,7 und 37,2 TWh.

TABELLE 5-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2014

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	5.877	5.880	5.885	5.888	5.896	5.904	5.913	5.926	5.942	5.958	5.990	6.082	6.082
	Volllaststunden	h	499	451	500	484	500	484	500	501	485	502	486	503	5.894
	Stromerzeugung	GWh	2.935	2.653	2.940	2.848	2.947	2.858	2.959	2.966	2.880	2.989	2.909	3.062	34.945
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	5.921	5.926	5.933	5.939	5.951	5.964	5.978	5.997	6.021	6.046	6.091	6.222	6.222
	Volllaststunden	h	525	474	525	509	526	509	526	527	510	528	511	531	6.201
	Stromerzeugung	GWh	3.109	2.811	3.117	3.021	3.129	3.037	3.147	3.158	3.071	3.193	3.115	3.302	37.209
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	5.833	5.834	5.836	5.836	5.841	5.844	5.848	5.855	5.864	5.871	5.889	5.942	5.942
	Volllaststunden	h	474	428	474	459	474	459	474	474	459	475	460	476	5.587
	Stromerzeugung	GWh	2.763	2.497	2.766	2.677	2.769	2.682	2.774	2.778	2.693	2.790	2.709	2.831	32.730

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.3.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 5-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2015 und 2018. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Für die Entwicklung der jährlichen Auslastung der gesamten Biomasse Anlagen wird ein leicht positiver Trend angenommen, da davon ausgegangen wird, dass die neuen Biomasseanlagen eine höhere Auslastung im Vergleich zum Durchschnitt der

Bestandsanlagen haben werden. Zusammen mit der unterstellten, zunehmenden installierten Leistung steigt die Stromerzeugung demnach von 36,3 TWh in 2015 auf 39,7 TWh in 2018.

Oberes/Unteres Szenario: Um die gesamte Bandbreite möglicher Biomasseerzeugungsmengen darstellen zu können, wird neben einem höheren/niedrigeren monatlichen Zubau auch eine höhere/niedrigere Auslastung unterstellt. Die jährliche Stromerzeugung steigt daher zwischen 2015 und 2018 von 38,3 TWh auf knapp 43,6 TWh im oberen Szenario und von 34,4 TWh auf 36,0 TWh im unteren Szenario.

TABELLE 5-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende (MW)	Volllaststunden (h)	Stromerzeugung (GWh)
Trend Szenario	2015	6.233	5.936	36.348
	2016	6.402	5.980	37.585
	2017	6.562	5.988	38.633
	2018	6.712	6.009	39.710
Oberes Szenario	2015	6.313	6.237	38.345
	2016	6.562	6.295	40.226
	2017	6.802	6.314	41.903
	2018	7.032	6.345	43.611
Unteres Szenario	2015	6.153	5.636	34.368
	2016	6.242	5.666	35.017
	2017	6.322	5.663	35.490
	2018	6.392	5.673	35.992

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die Betreiber EEG-geförderter Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Biomasse sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 5-6 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung.⁶⁷
- Managementprämie in der im EEG 2012 festgeschriebenen und in Tabelle 5-6 dargestellten Höhe (für Marktprämie gem. Anlage 4 Abschnitt 1 EEG)
- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 5-6 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in Höhe der in Kapitel 2 dargestellten Höhe
- Fixierung von kleineren Biomasseanlagen in der Festpreisvergütung, da davon ausgegangen wird, dass kleinere Anlagen aufgrund der höheren spezifischen Kosten für Direktvermarkter in 2013 nicht ausreichend attraktiv sind. Dies gilt nicht für Anlagen, die bereits in 2013 direkt vermarktet wurden. Die Fixierung wurde auf Basis einer Auswertung der derzeitigen Inanspruchnahmen der einzelnen EEG-Anlagen in den jeweiligen Vermarktungsformen vorgenommen.⁶⁸ Ab 2014 wurde unterstellt, dass gegenüber 2013 zunehmend auch kleinere Anlagen für die Direktvermarkter interessant werden, da die größeren Anlagen bereits zunehmend in die Direktvermarktung optiert sind und die Direktvermarkter trotz ggf. etwas geringerer Margen ihr Anlagenportfolio erweitern möchten.
- Anlagen, welche sich bisher in der Kategorie Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung befanden, werden dort fixiert.
- Zusätzlich wurden die Biomasseanlagen entsprechend ihrer potentiellen Flexibilitäten eingeteilt. So wurde bspw. im Rahmen der Modellierung unterstellt, dass je nach Anlagengröße Biogasanlagen unterschiedliche Speicheroptionen (bspw. Fermenter) nutzen können. Damit können diese Anlagen unter Einhaltung bestimmter Rahmenbedingungen (z.B. Mindestlast) innerhalb des Monats bestehende Flexibilitäten nutzen und die Einspeisung bedarfsgerechter ausgestalten. Dadurch können sie ihren individuellen Marktwert erhöhen, was die Attraktivität der Direktvermarktungsoptionen steigert. Es wird unterstellt, dass insbesondere Neuanlagen mit einer höheren Flexibilität ausgestattet werden.

⁶⁷ Die Einspeisung von Biomasseanlagen ist im Vergleich zu Windenergie oder Photovoltaik besser prognostizierbar und daher mit geringeren Vermarktungskosten verbunden. Die tatsächliche Höhe der Vermarktungskosten kann je nach Anlagenportfolio sehr unterschiedlich sein. Nach Auskunft diverser Direktvermarkter wird dieser Wert als realistisch eingeschätzt.

⁶⁸ EEG/KWK-G (2013b).

TABELLE 5-6: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. BIOMASSE

		Einheit	2014	2015	2016	2017	2018
alle Szenarien	Vermarktungskosten	€/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	Managementprämie	€/MWh	2,50	2,25	2,25	2,25	2,25
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

5.4.1 Prognose 2014

In Tabelle 5-7 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der jeweiligen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2014 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Betreiber von Biomasseanlagen werden sich auch zukünftig zwischen den beiden Optionen der Festpreisvergütung und der Marktprämie entscheiden. Die anderen beiden Optionen des Grünstromprivilegs und der sonstigen Direktvermarktung werden nur marginal in Anspruch genommen, da die Vollkosten bzw. die Vergütungssätze von Biomasseanlagen oberhalb der Grenze liegen, welche für eine Inanspruchnahme erforderlich wäre. Die Entwicklung der Inanspruchnahme des Marktprämienmodells seit 2012 hat gezeigt, dass zunehmend Biomasseanlagen in diese Vermarktungsform optieren. Für Biomasseanlagen wird auch für 2014 prognostiziert, dass knapp zwei Drittel der eingespeisten Menge über die Marktprämie vermarktet wird.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund einer unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. eines höheren/geringeren Zubaus. Außerdem ist die jeweilige Vermarktungsmenge abhängig von der jeweiligen monatlichen Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen in den jeweiligen Szenarien.

TABELLE 5-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2014

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.245	1.100	1.206	1.140	1.149	1.084	1.091	1.061	998	999	961	963	12.997
	Marktprämie	GWh	1.688	1.551	1.732	1.706	1.796	1.772	1.866	1.904	1.880	1.988	1.946	2.097	21.925
	Grünstromprivileg	GWh	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	22
	sonst. Direktvermarktung	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.307	1.155	1.247	1.178	1.187	1.119	1.125	1.094	1.028	1.049	985	986	13.461
	Marktprämie	GWh	1.800	1.654	1.868	1.841	1.940	1.916	2.020	2.063	2.040	2.141	2.128	2.314	23.724
	Grünstromprivileg	GWh	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	23
	sonst. Direktvermarktung	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.236	1.093	1.150	1.066	1.074	1.012	1.018	990	930	933	891	891	12.284
	Marktprämie	GWh	1.526	1.402	1.613	1.610	1.693	1.668	1.755	1.787	1.761	1.856	1.816	1.938	20.424
	Grünstromprivileg	GWh	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	20
	sonst. Direktvermarktung	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.4.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der jeweiligen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2015 und 2018 ist in Tabelle 5-8 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Auch mittelfristig werden Betreiber von Biomasseanlagen sich im Wesentlichen zwischen den Optionen der Festpreisvergütung und der Marktprämie entscheiden. Das Grünstromprivileg und die sonstige Direktvermarktung werden nahezu nicht in Anspruch genommen, da die Vollkosten bzw. die Vergütungssätze von Biomasseanlagen oberhalb der Grenze liegen, welche für eine Inanspruchnahme erforderlich wäre. Lediglich die bisherigen Anlagen in diesen Vermarktungsformen verbleiben dort. Es zeigt sich, dass sich der Trend zur Vermarktung über die Marktprämie weiter fortsetzen wird. Bis 2017 steigt die Inanspruchnahme dieser Vermarktungsform auf 94 %.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. eines höheren/geringeren Zu-

baus. In geringerem Ausmaß zeigt sich, dass auch die Vermarktungsanteile im oberen und unteren Szenario gegenüber dem Trend-Szenario unterschiedlich sind.

TABELLE 5-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	8.776	4.776	2.125	5.802
	Marktprämie	GWh	27.549	32.786	36.485	33.886
	Grünstromprivileg	GWh	22	22	22	22
	sonstige Direktvermarktung	GWh	1	1	1	1
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	9.191	4.868	1.949	4.909
	Marktprämie	GWh	29.131	35.335	39.930	38.678
	Grünstromprivileg	GWh	23	23	23	23
	sonstige Direktvermarktung	GWh	1	1	1	1
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	8.289	4.389	1.850	4.490
	Marktprämie	GWh	26.057	30.606	33.618	31.480
	Grünstromprivileg	GWh	20	20	20	20
	sonstige Direktvermarktung	GWh	1	1	1	1

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2012.⁶⁹ Dabei ergibt sich der durchschnittliche Vergütungssatz je EEG-Anlage aus dem Quotient der jährlichen Vergütungszahlungen in der Festvergütung und der jährlichen gesamten Stromerzeugung in der Festvergütung der Anlage. Falls die Anlage über ein Gesamtjahr in der Direktvermarktung vermarktet wurde, können für diese Anlagen keine Vergütungssätze im Rahmen der Festpreisvergütung ermittelt werden. Daher wurden zusätzlich die Vergütungssätze des Jahres 2010 berücksichtigt.

⁶⁹ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012), ÜNB (2013a).

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde in einem ersten Schritt die Zubaustuktur der vergangenen Jahre analysiert. Im Rahmen der Prognose wird davon ausgegangen, dass sich die Zubaustuktur (Anlagengröße) nur geringfügig ändern wird. Es wird erwartet, dass der Anteil von in der Regel größeren Biogasaufbereitungsanlagen in den nächsten Jahren zu Lasten kleinerer Biogasanlagen ansteigen wird, wobei berücksichtigt wurde, dass der Biogasaufbereitungsbonus lediglich für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 750 kW gewährt wird. Darauf aufbauend wurden die Vergütungssätze entsprechend der im EEG 2012 festgelegten Regelungen zu den einzelnen Vergütungen und Boni berücksichtigt. Für in 2014 zugebaute Biomasseanlagen ergibt sich auf dieser Basis ein mengengewichteter durchschnittlicher Vergütungssatz von 18,43 €-ct./kWh. Bis 2018 sinkt der mengengewichtete durchschnittliche Vergütungssatz auf 17,08 €-ct./kWh.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich somit aus den individuellen Vergütungszahlungen aller in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen, sofern diese in der Festpreisvergütung verbleiben.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. der durchschnittlichen Börsenpreise zzgl. der Zahlungen für die Managementprämie.

Mit der Novellierung des EEG in 2012 wurde zusätzlich eine Flexibilitätsprämie eingeführt, die lediglich bei Inanspruchnahme des Marktprämienmodells oder der sonstigen Direktvermarktung gewährt wird. Diese kann von Biogasanlagen in Anspruch genommen werden, sofern die Betreiber nachweisen können, dass sie die Anlage mit einer höheren Leistung ausgestattet haben, um flexibler einspeisen zu können.⁷⁰ Für die zusätzliche Leistung wird dann eine Flexibilitätsprämie je eingespeister Stromeinheit ausgezahlt.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszuführen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurden für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2012 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen für 2012 angesetzt.

5.5.1 Prognose 2014

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2014 monatlich dargestellt. Die gesamte Einspeisevergütung ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen, der Marktprämienzahlungen und der Flexibilitätsprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

⁷⁰ Außerdem können Biogasanlagen die Flexibilitätsprämie für eine theoretische Zusatzleistung erhalten, in dem sie ihre Fahrweise so ausgestalten, dass diese rechnerisch der Fahrweise von Anlagen mit einer tatsächlichen Zusatzleistung entspricht.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund der deutlich höheren Inanspruchnahme der Marktprämie gegenüber der Festpreisvergütung liegen die Vergütungszahlungen der Marktprämie insgesamt höher als die Festpreisvergütungszahlungen. Die zu zahlenden Flexibilitätsprämien spielen auch in 2014 für die gesamten Vergütungszahlungen noch nahezu keine Rolle. Die gesamten Einspeisevergütungen der Festpreisvergütung, der Marktprämie sowie der Flexibilitätsprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte werden für 2014 auf rund 5,3 Mrd. € prognostiziert.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus und der ggf. unterschiedlichen Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.. Im oberen Szenario ergeben sich gesamte Einspeisevergütungen von rund 5,7 Mrd. €. Im unteren Szenario summieren sich die Vergütungszahlungen in 2013 auf insgesamt 4,9 Mrd. €.

TABELLE 5-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	zu zahlende Flexibilitätsprämie (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	256,4	214,1	0,1	19,7	450,9
Februar	227,9	191,6	0,0	17,8	401,7
März	249,3	224,9	0,1	19,7	454,4
April	236,1	216,1	0,1	19,1	433,1
Mai	238,2	233,3	0,1	19,8	451,8
Juni	224,8	232,2	0,1	19,2	437,8
Juli	226,2	246,9	0,1	19,9	453,4
August	220,0	251,9	0,1	19,9	452,1
September	207,0	241,4	0,1	19,3	429,2
Oktober	207,4	260,8	0,1	20,1	448,2
November	197,1	253,2	0,1	19,5	430,8
Dezember	197,2	276,5	0,1	20,6	453,3
Jahr 2014	2.687,6	2.843,0	0,8	234,7	5.296,7

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 5-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	zu zahlende Flexibilitätsprämie (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	269,3	233,2	0,1	20,9	481,7
Februar	239,3	208,9	0,1	18,9	429,4
März	259,5	247,4	0,1	20,9	486,0
April	245,7	236,8	0,1	20,3	462,2
Mai	247,8	256,5	0,1	21,0	483,3
Juni	233,7	255,3	0,1	20,4	468,7
Juli	235,2	271,8	0,1	21,1	486,0
August	228,7	277,9	0,1	21,2	485,4
September	215,1	266,2	0,1	20,6	460,8
Oktober	217,8	286,8	0,1	21,4	483,3
November	204,4	281,5	0,1	20,9	465,1
Dezember	204,5	310,0	0,2	22,2	492,5
Jahr 2014	2.800,9	3.132,3	1,1	249,9	5.684,4

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 5-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	zu zahlende Flexibilitätsprämie (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	250,1	191,4	0,0	18,6	422,9
Februar	222,4	171,6	0,0	16,8	377,3
März	237,1	205,2	0,0	18,6	423,7
April	222,3	199,7	0,0	18,0	404,0
Mai	224,2	215,0	0,0	18,6	420,7
Juni	211,5	213,8	0,0	18,0	407,3
Juli	212,8	226,8	0,0	18,6	421,0
August	206,9	231,2	0,1	18,7	419,5
September	194,6	221,3	0,1	18,1	397,9
Oktober	195,2	237,8	0,1	18,7	414,3
November	184,9	230,1	0,1	18,2	396,8
Dezember	184,9	248,8	0,1	19,0	414,7
Jahr 2014	2.546,8	2.592,7	0,6	219,9	4.920,2

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.5.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die Flexibilitätsprämienzahlungen und die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2015 und 2018 sind in Tabelle 5-12 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen, der Marktprämienzahlungen sowie der Flexibilitätsprämien abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Der Trend zur höheren Inanspruchnahme der Marktprämie gegenüber der Festpreisvergütung führt auch mittelfristig zu höheren Vergütungszahlungen der Marktprämie. Die Flexibilitätsprämienzahlungen steigen zwar mittelfristig an, jedoch auf einem niedrigen Niveau. Insgesamt wird prognostiziert, dass die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte von 5,4 Mrd. € in 2015 auf 5,7 Mrd. € in 2018 steigt.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Das obere/untere Szenario unterscheidet sich insbesondere durch die unterstellten höheren/niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Es wird angenommen, dass die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung, der Marktprämie und der Flexibilitätsprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte im oberen Szenario von 5,7 Mrd. € in 2015 auf 6,4 Mrd. € in 2018 ansteigen, während sie im unteren Szenario von 5,0 Mrd. € in 2015 auf 4,7 Mrd. € in 2018 fallen.

TABELLE 5-12: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON BIOMASSE IN DEUTSCHLAND BIS 2018

	Jahr	Festpreis- vergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	zu zahlende Flexibilitäts- prämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeise- vergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2015	1.812	3.783	2	244	5.353
	2016	951	4.684	3	252	5.385
	2017	366	5.310	4	259	5.420
	2018	1.045	4.871	3	266	5.654
Oberes Szenario	2015	1.901	4.063	2	257	5.708
	2016	984	5.125	3	270	5.842
	2017	355	5.911	5	281	5.991
	2018	897	5.778	5	292	6.387
Unteres Szenario	2015	1.718	3.514	1	231	5.003
	2016	890	4.274	2	235	4.931
	2017	333	4.782	2	238	4.879
	2018	833	4.127	2	242	4.720

Quelle: Eigene Berechnungen.

6 Geothermie (§ 28 EEG)

6.1 Entwicklung bis 2012

Das erste geothermische Kraftwerk in Deutschland wurde 2004 in Neustadt-Glewe in Betrieb genommen. Seitdem sind vereinzelt weitere geothermische Stromerzeugungsanlagen in Betrieb genommen worden. Der bisher stärkste Zubau erfolgte im Jahr 2012 mit insgesamt 11,8 MW. Wie Tabelle 6-1 entnommen werden kann, betrug die installierte geothermische Leistung Ende 2012 19,3 MW. Die Stromeinspeisung war in 2012 gegenüber 2010 trotz eines deutlichen Leistungszuwachses etwas rückläufig, was einerseits darauf zurückzuführen ist, dass die in 2012 zugebauten Anlagen nicht das gesamte Jahr erzeugen konnten. Andererseits bestehen noch erhebliche Probleme bei der Betriebsführung und –genehmigung, was teilweise zu (vorübergehenden) Stilllegungen geführt hat.

TABELLE 6-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Leistungszubau ¹⁾	MW	0,2	0,0	0,0	3,0	0,0	4,3	0,0	0,0	11,8
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	0,2	0,2	0,2	3,2	3,2	7,5	7,5	7,5	19,3
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	0,2	0,2	0,4	0,4	17,6	18,8	27,7	18,9	25,4

¹⁾ Quelle: ÜNB (2013a)

²⁾ Quelle: EEG/KWK-G (2013a)

6.2 Prognose der installierten Leistung

Durch die Novellierung des EEG in 2012 wurden neue geothermische Kraftwerke nochmals finanziell besser gestellt. So beträgt der Vergütungssatz für geothermische Kraftwerke 250 €/MWh und wird bei Nutzung von petrothermalen Techniken nochmals um 50 €/MWh aufgestockt. Trotz dieser Vergütungserhöhung ist jedoch nicht davon auszugehen, dass diese Technologie zukünftig einen Durchbruch beim Zubau erfahren wird. Vielmehr sprechen vielfältige Gründe gegen einen raschen und deutlichen Zubau an geothermischer Stromerzeugungskapazität. So sind zum einen die hohen geologischen Unsicherheiten und technischen Risiken zu nennen, die eine Finanzierung deutlich erschweren. Zum anderen bestehen langwierige Planungsphasen und Genehmigungsverfahren sowie sehr hohe und teilweise nicht kalkulierbare Investitionskosten. Die schlechten Erfahrungsberichte bereits bestehender Anlagen wie in Landau⁷¹ oder Unterhaching⁷² wirken sich zusätzlich erschwerend auf den weiteren Zubau aus.

⁷¹ Geox (2012).

⁷² Geothermie Unterhaching (2012).

Trotz der Problematiken ist jedoch davon auszugehen, dass vereinzelte Projekte realisiert werden. Die geringe Anzahl an realisierten Projekten erschwert die Abschätzung des Zubaus auf der Basis historischer Installationsdaten. Ein eindeutiger historischer Trend lässt sich nicht ableiten.

Für die Prognose 2014 und die Mittelfristprognose bis 2018 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen und Befragungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG 2012
- Auswertung der derzeit in Bau und Planung befindlichen Geothermieprojekte
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.

6.2.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende bis 2014 für geothermische Stromerzeugungsanlagen sind in Tabelle 6-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Für 2013 wird ein Zubau von 11 MW prognostiziert. Der erwartete Zubau in 2014 liegt etwas darunter, was unter anderem durch die vergleichsweise geringere Leistung der dann zugebauten Anlagen begründet ist. Es wird angenommen, dass nicht alle derzeit für 2014 geplanten Projekte realisiert werden, sondern dass sich ein Teil der Projekte verzögern wird. Bis Ende 2014 würden demnach 39 MW installiert sein.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird im Unterschied zum Trend-Szenario angenommen, dass alle für 2014 geplanten Projekte realisiert werden. Im unteren Szenario wird demgegenüber unterstellt, dass es zu vermehrten Verzögerungen kommen wird. Die Bandbreite der installierten Kapazitäten Ende 2014 liegt somit zwischen 32 und 42 MW.

TABELLE 6-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON GEOTHERMIE BIS 2014

		Einheit	2012 (Ist)	2013	2014
Trend-Szenario	Zubau	MW	12	11	8
	Leistung zum Jahresende	MW	19	30	39
Oberes Szenario	Zubau	MW	12	14	10
	Leistung zum Jahresende	MW	19	33	42
Unteres Szenario	Zubau	MW	12	8	4
	Leistung zum Jahresende	MW	19	28	32

Quelle: Daten für 2012 ÜNB(2013a); Daten für 2013/2014: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostizieren die BMU-Leitstudie⁷³ sowie die Bundesregierung⁷⁴ im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien einen jährlichen Nettozubau von geothermischen Stromerzeugungsanlagen in Höhe von 13 MW (2013) und 17 MW (2014).

6.2.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 6-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2015 und 2018. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Für 2015 erfolgt die Prognose auf Basis konkreter Anlagenplanungen. Dabei wird unterstellt, dass nicht alle geplanten Projekte realisiert werden, sondern ein Teil der Vorhaben zeitlich verzögert erfolgen oder aufgegeben werden. Ab 2016 wird angenommen, dass sich der jährliche Zubau bei 10 MW festigen wird. Ein stärkerer Zubau ist aufgrund der derzeitigen Komplikationen bestehender geothermischer Stromerzeugungsanlagen noch nicht in Sicht. Die gesamte installierte Leistung steigt von 55 MW in 2015 auf 85 MW in 2018.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird angenommen, dass sich der Zubau moderat stärker entwickelt als im Trend-Szenario. Es wird davon ausgegangen, dass die derzeit geplanten Projekte in der geplanten Zeit realisiert werden. Im unteren Szenario wird davon ausgegangen, dass sich aufgrund der Komplikationen die geplanten Projekte weiter verzögern werden bzw. gänzlich eingestellt werden. Die installierte Leistung zum Jahresende 2018 beträgt im oberen Szenario 105 MW und im unteren Szenario 65 MW.

TABELLE 6-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON GEOTHERMIE BIS 2018

		Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Zubau	MW	17	10	10	10
	Leistung zum Jahresende	MW	55	65	75	85
Oberes Szenario	Zubau	MW	22	15	15	15
	Leistung zum Jahresende	MW	60	75	90	105
Unteres Szenario	Zubau	MW	12	5	5	5
	Leistung zum Jahresende	MW	50	55	60	65

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostizieren die BMU-Leitstudie⁷⁵ sowie die Bundesregierung⁷⁶ im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien eine installierte Leistung in 2018 in Höhe von 185 MW.

⁷³ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁷⁴ Bundesregierung (2010).

⁷⁵ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

6.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Die Prognose der Stromerzeugung ergibt sich aus der Entwicklung der bereits dargestellten installierten Leistung und der Volllaststunden. Die prognostizierten jährlichen Volllaststunden basieren auf den von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten des Jahres 2012.⁷⁷

Bezüglich der Volllaststunden wird zwischen Bestandsanlagen und Zubau unterschieden. Für Bestandsanlagen wurden im Trend-Szenario die mittleren Volllaststunden des Jahres 2012 unterstellt. Für Neuanlagen werden je nach Regelzone zwischen 3.750 und 4.750 Volllaststunden angenommen. Es wird unterstellt, dass sich die Volllaststunden für Neuanlagen aufgrund technologischen Fortschritts bis 2018 um 300 auf 4.050 bis 5.050 erhöhen werden.

Des Weiteren wird eine monatlich gleichbleibende Verteilung der Volllaststunden zugrunde gelegt, da eine eindeutige Einspeisestruktur nicht zu erwarten ist. Dies ist bspw. darauf zurückzuführen, dass die Vielzahl ungeplanter Betriebsunterbrechungen einzelner Anlagen die gesamte Struktur aller Geothermieprojekte maßgeblich beeinflussen kann.

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die monatliche Auslastung gegenüber dem Trend-Szenario um 10 % höher liegt. Für das untere Szenario wird eine um 10 % niedrigere Auslastung angenommen.

6.3.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 6-4 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es wird von einem über das Jahr gleichmäßigen Zubau von Anlagen ausgegangen, da in den vergangenen Jahren keine eindeutige monatliche Zubaustruktur festgestellt werden konnte. Gleichzeitig gehen geothermische Kraftwerke in der Regel nicht direkt mit ihrer gesamten Leistung gleichzeitig ans Netz, sondern sukzessive. Die monatliche Auslastung ist bei Geothermieanlagen nur geringen Schwankungen unterworfen. Für das Jahr 2014 ergibt sich somit insgesamt eine Einspeisung aus geothermischen Stromerzeugungsanlagen von 130 GWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Da das obere Szenario die obere Bandbreite der EEG-Vergütungen abdecken soll, wird in diesem Szenario neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der geothermischen Stromerzeugung liegt für 2014 demnach zwischen 101 und 155 GWh.

⁷⁶ Bundesregierung (2010).

⁷⁷ ÜNB (2013a).

TABELLE 6-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IN 2014

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	31	32	32	33	34	34	35	36	37	37	38	39	39
	Volllaststunden	h	318	287	318	307	318	308	318	318	308	318	308	318	3.741
	Stromerzeugung	GWh	10	9	10	10	11	11	11	11	11	12	12	12	130
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	34	34	35	36	37	38	38	39	40	41	42	42	42
	Volllaststunden	h	347	313	347	336	347	336	347	347	336	347	336	347	4.082
	Stromerzeugung	GWh	12	11	12	12	13	13	13	14	13	14	14	15	155
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	28	28	29	29	29	30	30	30	31	31	31	32	32
	Volllaststunden	h	289	261	289	279	289	279	289	289	279	289	279	289	3.400
	Stromerzeugung	GWh	8	7	8	8	8	8	9	9	9	9	9	9	101

Quelle: Eigene Berechnungen.

6.3.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 6-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2015 und 2018. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Mittelfristig wird von einem gleichmäßigen Zubau von Geothermieanlagen ausgegangen. Die Entwicklung der Volllaststunden zeigt einen ansteigenden Trend aufgrund des zunehmenden technischen Reifegrads der Neuanlagen. Insgesamt wächst die jährliche Stromerzeugung aus geothermischen Stromerzeugungsanlagen von 195 GWh in 2015 auf 333 GWh in 2018 an.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Um die gesamte Bandbreite an möglichen EEG-Vergütungen darstellen zu können, wird ein höherer/niedrigerer jährlicher Zubau und eine höhere/niedrigere jährliche Auslastung im oberen/unteren Szenario unterstellt. Die jährliche Stromerzeugung steigt daher zwischen 2015 und 2018 von 225 GWh auf 455 GWh im oberen Szenario und von 167 GWh auf 233 GWh im unteren Szenario.

TABELLE 6-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende (MW)	Volllaststunden (h)	Stromerzeugung (GWh)
Trend Szenario	2015	55	3.843	195
	2016	65	3.962	241
	2017	75	4.040	286
	2018	85	4.117	333
Oberes Szenario	2015	60	4.209	225
	2016	75	4.353	298
	2017	90	4.441	371
	2018	105	4.619	455
Unteres Szenario	2015	50	3.478	167
	2016	55	3.569	189
	2017	60	3.634	211
	2018	65	3.701	233

Quelle: Eigene Berechnungen.

6.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Für geothermische Erzeugungsanlagen wird im Rahmen dieser Prognose unterstellt, dass diese in der Festpreisvergütung verbleiben werden. Lediglich für eine Anlage, die sich derzeit bereits in der Marktprämie befindet, wird ein Verbleib in dieser Vermarktungsoption unterstellt. Für diese Anlage wird die Managementprämie entsprechend der Regelungen des EEG berücksichtigt. Somit wird für diesen Energieträger keine modellgestützte Optimierung der monatlichen Vermarktungsoptionen durchgeführt. Der Grund dafür liegt darin, dass die Anlagen meist noch nicht attraktiv genug für Direktvermarkter sind, da bspw. noch teilweise große Unsicherheiten bzw. Probleme bzgl. der Betriebsführung bestehen.

6.4.1 Prognose 2014

In Tabelle 6-6 sind die monatlichen Erzeugungsmengen für die Festpreisvergütung für das Jahr 2014 dargestellt. Für alle Szenarien wird unterstellt, dass lediglich eine Bestandsanlage in die Marktprämie optiert, die sich bereits heute schon dort befindet.

TABELLE 6-6: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IN 2014

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	März	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10	10	11	114
	Marktprämie	GWh	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	10	9	11	11	11	11	12	12	12	13	12	13	137
	Marktprämie	GWh	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	18
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	7	6	7	7	7	7	7	7	7	8	7	8	86
	Marktprämie	GWh	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15

Quelle: Eigene Berechnungen.

6.4.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2015 und 2018 sind in Tabelle 6-7 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Der wesentliche Teil der erzeugten Strommenge wird über die Festpreisvergütung vermarktet. Lediglich für diejenige Anlage, die bereits in 2013 über das Marktprämienmodell vermarktet, wird angenommen, dass diese auch zukünftig direkt vermarktet. Die in der Festpreisvergütung vermarktete Strommenge steigt bis 2018 auf 316 GWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. eines höheren/geringeren Zubaus.

TABELLE 6-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	178	224	269	316
	Marktprämie	GWh	17	17	17	17
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	207	280	353	437
	Marktprämie	GWh	18	18	18	18
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	152	174	196	218
	Marktprämie	GWh	15	15	15	15

Quelle: Eigene Berechnungen.

6.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2012.⁷⁸

Die Vergütungssätze für Neuanlagen werden entsprechend der Regelungen im EEG 2012 mit 25 €-ct./kWh bis 2017 angesetzt. Für 2018 wird entsprechend der Regelungen des EEG 2012 eine Degression der Vergütungssätze um 5 % unterstellt. Es wird angenommen, dass keine petrothermale Technologie zum Einsatz kommen wird, da dazu aufgrund der Erfahrungen vermutlich keine Genehmigungen erteilt werden und somit für Investoren ein unkalkulierbares Risiko besteht.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich aus den individuellen Vergütungszahlungen der bestehenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszuzahlen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurden für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2012 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen für 2012 angesetzt.

⁷⁸ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012), ÜNB (2013a).

6.5.1 Prognose 2014

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2014 monatlich dargestellt. Die gesamte Einspeisevergütung ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Die wesentlichen Zahlungen fallen in der Festpreisvergütung an, da in der Marktprämie lediglich eine Anlage fixiert wurde. Die Vergütungszahlungen der Festpreisvergütung sowie der Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte werden für 2014 auf knapp 31 Mio. € prognostiziert.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Die Bandbreite der Vergütungszahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte liegt zwischen 24 und 37 Mio. €.

TABELLE 6-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	2,0	0,3	0,0	2,3
Februar	1,9	0,3	0,0	2,1
März	2,1	0,3	0,0	2,4
April	2,1	0,3	0,0	2,4
Mai	2,2	0,3	0,0	2,5
Juni	2,2	0,3	0,0	2,5
Juli	2,4	0,3	0,0	2,6
August	2,4	0,3	0,0	2,7
September	2,4	0,3	0,0	2,6
Oktober	2,5	0,3	0,0	2,8
November	2,5	0,3	0,0	2,8
Dezember	2,6	0,3	0,0	2,9
Jahr 2014	27,4	3,6	0,4	30,6

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 6-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	2,4	0,3	0,0	2,7
Februar	2,3	0,3	0,0	2,5
März	2,6	0,3	0,0	2,9
April	2,6	0,3	0,0	2,8
Mai	2,7	0,3	0,0	3,0
Juni	2,7	0,3	0,0	3,0
Juli	2,8	0,3	0,0	3,1
August	2,9	0,3	0,0	3,2
September	2,9	0,3	0,0	3,2
Oktober	3,1	0,3	0,0	3,3
November	3,0	0,3	0,0	3,3
Dezember	3,2	0,3	0,0	3,5
Jahr 2014	33,1	4,0	0,5	36,7

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 6-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	1,6	0,3	0,0	1,9
Februar	1,5	0,2	0,0	1,7
März	1,7	0,3	0,0	1,9
April	1,6	0,3	0,0	1,9
Mai	1,7	0,3	0,0	2,0
Juni	1,7	0,3	0,0	1,9
Juli	1,8	0,3	0,0	2,0
August	1,8	0,3	0,0	2,0
September	1,7	0,3	0,0	2,0
Oktober	1,8	0,3	0,0	2,1
November	1,8	0,3	0,0	2,0
Dezember	1,9	0,3	0,0	2,1
Jahr 2014	20,6	3,3	0,3	23,5

Quelle: Eigene Berechnungen.

6.5.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2015 und 2018 sind in Tabelle 6-11 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund der geringen Inanspruchnahme des Marktprämienmodells fällt der wesentliche Teil der Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung an. Mittelfristig wird prognostiziert, dass die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte von 47 Mio. € in 2015 auf 80 Mio. € in 2018 ansteigt.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Während im oberen Szenario die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netzentgelte von 54 Mio. € in 2015 auf 110 Mio. € in 2018 steigt, erhöht sich dieselbe im unteren Szenario von 40 Mio. € in 2015 auf 56 Mio. € in 2018.

TABELLE 6-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON GEOTHERMIE IN DEUTSCHLAND BIS 2018

	Jahr	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2015	44	4	1	47
	2016	55	4	1	58
	2017	66	4	1	69
	2018	78	4	1	80
Oberes Szenario	2015	51	4	1	54
	2016	69	4	1	72
	2017	87	4	1	90
	2018	108	4	2	110
Unteres Szenario	2015	37	3	1	40
	2016	43	3	1	45
	2017	48	3	1	51
	2018	54	3	1	56

Quelle: Eigene Berechnungen.

7 Wind Onshore (§§ 29 und 30 EEG)

7.1 Entwicklung bis 2012

Die in Tabelle 7-1 dargestellte Entwicklung von Wind Onshore seit 2004 zeigt, dass sich die installierte Leistung zwischen 2004 und 2012 nahezu verdoppelt hat. Ende 2012 waren entsprechend der von den ÜNB zur Verfügung gestellten Daten⁷⁹ in Deutschland Onshore Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 30,9 GW installiert. Im gleichen Zeitraum hat sich der jährliche Zubau sehr unterschiedlich entwickelt. Insbesondere in den beiden Jahren 2009 und 2012, in denen die Novellierung des EEG in Kraft getreten ist, zeigt sich ein deutlich höheres Zubauniveau.

Mit in Kraft treten des EEG 2009 wurde das sogenannte Repowering von Windenergieanlagen zusätzlich gefördert, so dass seitdem ein Teil des Zubaus aufgrund von Repowering-Maßnahmen erfolgte. Alleine in den beiden Jahren 2011 und 2012 wurden knapp 1,2 GW zugebaut, die den Repowering-Bonus des EEG erhalten.

Bei Betrachtung der installierten Leistung zum jeweiligen Jahresende ist zu beachten, dass ggf. im Betrachtungszeitraum erfolgte Stilllegungen nicht berücksichtigt sind, da die von den ÜNB zur Verfügung gestellten und ausgewerteten EEG-Anlagendaten⁸⁰ lediglich unzureichende Informationen zu vor dem Jahr 2012 stillgelegten Anlagen enthalten. Es sind somit lediglich diejenigen Anlagen berücksichtigt, die am 01.01.2012 noch in Betrieb gewesen sind. Somit dürften die Angaben zur am Jahresende installierten Leistung für die Jahre vor 2012 vermutlich zu niedrig liegen.

TABELLE 7-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON WIND ONSHORE IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Leistungszubau ¹⁾	MW	2.069	1.832	2.213	1.695	784	2.723	1.403	1.934	2.344
davon Repowering	MW						94	155	424	762
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	15.973	17.805	20.018	21.713	22.497	25.219	26.622	28.556	30.900
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	25.509	27.229	30.710	39.713	40.574	38.542	37.619	48.315	49.949

¹⁾ Quelle: ÜNB (2013a)

²⁾ Quelle: EEG/KWK-G (2013a)

Die in Tabelle 7-1 dargestellte Entwicklung der Stromeinspeisung zeigt neben einer Verdoppelung der installierten Leistung auch eine Verdopplung der erzeugten Strommenge zwischen 2004 und 2012. Allerdings schwanken die Einspeisemengen in den einzelnen Jahren sehr deut-

⁷⁹ ÜNB (2013a).

⁸⁰ ÜNB (2013a).

lich. So sank bspw. die Einspeisemenge in 2009 gegenüber 2008 um rund 2 TWh obwohl die Leistung sogar um mehr als 2,7 GW zugenommen hat. Dies ist auf die sehr unterdurchschnittlichen Windbedingungen in 2009 zurückzuführen. Die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten lagen in 2009 deutlich unter dem langjährigen Mittel. Mit im Vergleich zum langjährigen Mittel leicht überdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten betrug die eingespeiste und vergütete Erzeugungsmenge aus Onshore Windenergieanlagen in 2012 rund 50 TWh.

7.2 Prognose der installierten Leistung

Zur Prognose der Entwicklung der dargebotsabhängigen EE-Technologien wie Windenergie und Photovoltaik wurde die methodische Vorgehensweise gegenüber den anderen EE-Technologien im Rahmen dieser Prognose angepasst. So wurde für die Prognose der installierten Leistung von Wind Onshore in Deutschland zunächst eine Einteilung in unterschiedliche Regionen vorgenommen. Auf Basis einer solchen Unterteilung lassen sich die regional teilweise sehr unterschiedlichen Windbedingungen berücksichtigen, die wiederum Einfluss sowohl auf die Zubauentscheidung als auch auf die realisierten Volllaststunden haben. Zusätzlich resultieren daraus regional unterschiedliche Marktwertfaktoren, die wiederum für die Ermittlung der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen relevant sein können. Daher wurde Deutschland im Rahmen dieser Prognose in 48 Regionen für Wind Onshore Anlagen unterteilt. Diese Unterteilung wurde auf Basis der Landschaftsstruktur und meteorologischer Erfahrungen sowie mit Blick auf die Anzahl der berücksichtigten Anlagen festgelegt. Sowohl die für die Einspeisestruktur unterstellten stündlichen Windganglinien als auch die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung von Wind Onshore erfolgen im Rahmen dieser Prognose bezogen auf diese 48 Regionen.

Weiterhin wurde im Rahmen dieser Prognose das Potenzial für Repowering-Maßnahmen analysiert und abgeschätzt. Hierzu wurden aus den von den ÜNB zur Verfügung gestellten Anlagendaten diejenigen Anlagen herausgefiltert, die eine hohe Attraktivität für Repowering aufweisen und folgende Anforderungen erfüllen:

- Inbetriebnahmejahr der Altanlagen muss entsprechend der Regelungen im EEG 2012 kleiner oder gleich 2001 sein.
- Installierte Leistung muss größer als 300 kW sein, da davon ausgegangen wird, dass insbesondere leistungsärmere Anlagen an windreichen Küstenstandorten stehen, für die heute meist keine Flächengenehmigungen mehr gewährt werden.
- Anlagen, deren Förderung aufgrund ihrer hohen Auslastung im Laufe des Betrachtungszeitraums auf die niedrigere Grundvergütung sinken wird.⁸¹

⁸¹ Onshore Windenergie Anlagen fallen auf die niedrige Grundvergütung, falls die Stromertragslage an einem Standort deutlich über dem Referenzenergieertrag für diese Anlage liegt. Im Rahmen dieser Untersuchung ermittelten wir zunächst den Zusammenhang zwischen der installierten Leistung einer Anlage und dem dazugehörigen Referenzenergieertrag. Über diesen Zusammenhang und die Angaben der installierten Leistung und den Volllaststunden der Anlagen in den Stammdaten konnten wir den Zeitpunkt bestimmen, wann diese Anlage erwartungsgemäß auf die Grundvergütung fällt.

Es wird unterstellt, dass die im Rahmen des Repowering neu errichteten Windenergieanlagen die dreifache Leistung gegenüber den ersetzten Anlagen besitzen werden. Es wird unterstellt, dass sich die Entwicklung von Repowering in den Szenarien nicht unterscheidet.

Die Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Onshore erfolgt unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Methodik. Insgesamt wird auch in den nächsten Jahren mit einem weiteren Zubau gerechnet. Dabei ist die Höhe des zukünftigen Zubaus insbesondere abhängig von folgenden Entwicklungen:

- Zubau der bestehenden noch verfügbaren Vorranggebiete
- Flächenausweisungen neuer Eignungsgebiete
- Repowering
- Gesellschaftliche Akzeptanz
- Anlagenkosten und logistischer Aufwand für neue Standorte insbesondere in Waldgebieten

Der starke Zubau im Jahr 2012 sowie im ersten Halbjahr 2013 hat gezeigt, dass die Erschließung neuer Standorte schneller vorangeschritten ist, als noch im vergangenen Jahr prognostiziert.⁸² Derzeit werden immer noch viele regionale Flächennutzungspläne überarbeitet und es ist davon auszugehen, dass darin diejenigen Flächen, die für Windenergie genutzt werden dürfen, nochmals deutlich erweitert werden. Nicht zuletzt die teilweise sehr ambitionierten Ausbauziele der einzelnen Bundesländer für Wind Onshore zeigen, dass derzeit eine hohe politische Priorität auf dem Ausbau der Windenergie besteht.

Für die Prognose 2014 und die Mittelfristprognose bis 2018 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Es wurde eine statistische Auswertung der EEG-Stammdaten vorgenommen.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Experteninterview mit dem Deutschen Windenergie-Institut (DEWI)⁸³ und dem Bundesverband Windenergie (BWE)⁸⁴.

7.2.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende bis 2014 für die jeweiligen Aggregatzustände sind in Tabelle 7-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Im Trend-Szenario wird für 2013 mit knapp 2,7 GW gegenüber dem starken Zubau in 2012 ein nochmals höheres Zubauwachstum angenommen. Bereits in

⁸² r2b energy consulting (2012).

⁸³ Ender, C. (2013).

⁸⁴ BWE (2013).

der ersten Jahreshälfte 2013 erfolgte ein Zubau von mehr als 1000 MW. Üblicherweise erfolgt in der zweiten Jahreshälfte mit einem Anteil von ca. 58 % der stärkere Zubau. Wir gehen für 2013 davon aus, dass sich in der zweiten Jahreshälfte der Zubauanteil gegenüber dem Durchschnitt der vorangegangenen Jahre nochmals erhöht, da in den vergangenen Monaten zunehmend neue Flächen ausgewiesen wurden die dann zugebaut werden können. Für 2014 wird ein geringfügig niedrigeres Niveau mit knapp 2,5 GW prognostiziert. Der anhaltend starke Zubau ist einerseits durch die attraktive Vergütung im Rahmen des EEG und andererseits durch die deutlich ansteigende Flächenverfügbarkeit begründet. Insgesamt erhöht sich die installierte Leistung bis Ende 2014 im Trend-Szenario auf rund 36 GW.

- Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird sowohl für 2013 als auch für 2014 ein im Vergleich zum Trend-Szenario höherer Zubau prognostiziert. Es wurde unterstellt, dass die noch bestehenden Vorranggebiete schneller und stärker zugebaut werden. Außerdem wird angenommen, dass vermehrt Regionen in Süddeutschland erschlossen werden (bspw. auch Waldgebiete). Im unteren Szenario wird umgekehrt erwartet, dass die verfügbaren Vorranggebiete vergleichsweise langsam zugebaut werden und dass der relativ kostenintensive Zubau von Windenergieanlagen bspw. in Waldgebieten in Süddeutschland in einem geringeren Umfang erfolgen wird. Insgesamt ergibt sich somit eine Bandbreite für den jährlichen Zubau zwischen rund 2,3 und 3,1 GW in 2013 und 2,1 und 2,9 GW in 2014. Die installierte Kapazität Ende 2014 liegt demnach zwischen 35,2 und 36,8 GW.

TABELLE 7-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON WIND ONSHORE BIS 2014

		Einheit	2012 (Ist)	2013	2014
Trend-Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	2.344	2.674	2.471
	davon:				
	Zubau (ohne Repow.)	MW	1.673	2.511	2.156
	Zubau (Repowering)	MW	762	244	472
	Rückbau (Repowering)	MW	91	81	157
	Leistung zum Jahresende	MW	30.900	33.574	36.046
Oberes Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	2.344	3.074	2.871
	davon:				
	Zubau (ohne Repow.)	MW	1.673	2.912	2.557
	Zubau (Repowering)	MW	762	244	472
	Rückbau (Repowering)	MW	91	81	157
	Leistung zum Jahresende	MW	30.900	33.974	36.846
Unteres Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	2.344	2.274	2.071
	davon:				
	Zubau (ohne Repow.)	MW	1.673	2.112	1.757
	Zubau (Repowering)	MW	762	244	472
	Rückbau (Repowering)	MW	91	81	157
	Leistung zum Jahresende	MW	30.900	33.174	35.246

Quelle: Daten für 2012: ÜNB (2013a); Daten für 2013/2014: Eigene Berechnungen

Im Vergleich zu unserer Prognose prognostiziert die BMU-Leitstudie⁸⁵ einen jährlichen Nettozubau von Onshore Windenergieanlagen in Höhe von 1.256 MW (2013) und 1.441 MW (2014). Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung⁸⁶ von einem jährlichen Zubau von 1.106 MW (2013) und 1.091 MW (2014) aus.

Das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI) geht für 2013 von einem Zubau von zwischen 2,2 und 2,5 GW⁸⁷ aus, der Bundesverband Windenergie (BWE) sogar von einer Zubaurate von 2,9 GW⁸⁸.

7.2.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 7-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2015 und 2018. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Für das Jahr 2015 wird ein Nettozubau (Zubauten abzüglich Stilllegungen) von insgesamt knapp 2 GW erwartet. Rund ein Drittel des Zubaus erfolgt demnach auf Basis von Repowering. Die Bedeutung von Repowering steigt bis 2018 weiter an und es wird erwartet, dass in 2018 mehr Anlagen auf Basis von Repowering errichtet werden als ohne Repowering. Die Attraktivität an Repoweringmaßnahmen steigt deutlich an, da vermehrt die Vergütung von älteren Windenergieanlagen auf die Grundvergütung sinkt. Insgesamt wird prognostiziert, dass sich der jährliche Zubau bei knapp unter 2 GW einpendelt. Insgesamt erhöht sich die installierte Leistung von 38,0 GW in 2015 auf 43,4 GW in 2018.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Aufgrund der unterstellten stärkeren Bebauung von Vorranggebieten sowie Flächen außerhalb von Vorranggebieten und der vermehrten Erschließung von Regionen in Süddeutschland wird im oberen Szenario ein stärkerer Zubau angenommen. Es wird unterstellt, dass die neu ausgewiesenen Flächen vergleichsweise zügig zugebaut werden. Die installierte Leistung steigt daher von rund 38,5 GW in 2015 auf 45,1 GW in 2018. Für das untere Szenario gilt die umgekehrte Argumentation. Hier wird zudem eine höhere Kostenintensivität des Zubaus unterstellt. Die installierte Leistung entwickelt sich folglich von rund 37,5 GW in 2015 auf knapp 41,8 GW in 2018.

⁸⁵ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁸⁶ Bundesregierung (2010).

⁸⁷ Ender, C. (2013).

⁸⁸ BWE (2013).

TABELLE 7-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON WIND ONSHORE BIS 2018

		Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	1.971	1.820	1.763	1.815
	<i>davon:</i>					
	Zubau (ohne Repow.)	MW	1.632	1.499	1.381	1.010
	Zubau (Repowering)	MW	509	482	573	1.208
	Rückbau (Repowering)	MW	170	161	191	403
	Leistung zum Jahresende	MW	38.017	39.837	41.600	43.415
Oberes Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	2.461	2.270	2.177	2.118
	<i>davon:</i>					
	Zubau (ohne Repow.)	MW	2.122	1.949	1.795	1.313
	Zubau (Repowering)	MW	509	482	573	1.208
	Rückbau (Repowering)	MW	170	161	191	403
	Leistung zum Jahresende	MW	38.506	40.776	42.953	45.071
Unteres Szenario	Netto-Zubau (gesamt)	MW	1.481	1.371	1.348	1.512
	<i>davon:</i>					
	Zubau (ohne Repow.)	MW	1.142	1.049	967	707
	Zubau (Repowering)	MW	509	482	573	1.208
	Rückbau (Repowering)	MW	170	161	191	403
	Leistung zum Jahresende	MW	37.527	38.898	40.246	41.758

Quelle: Eigene Berechnungen

Die BMU-Leitstudie⁸⁹ sagt im Vergleich eine installierte Leistung aus Onshore Windenergieanlagen in Höhe von rund 37,7 GW in 2018 voraus. Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung⁹⁰ von einer installierten Leistung von 35,2 GW in 2018 aus.

7.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Da die Volllaststunden von Windenergie jährlich deutlichen Schwankungen unterworfen sind, wird im Rahmen der Prognose zunächst ein typisches Windjahr definiert. Dazu wurden unterschiedliche Windindizes⁹¹ ausgewertet und ein langjähriges Mittel bestimmt.⁹² Als weitere Informationsquelle wurden die von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten der Jahre 2009 bis 2012 genutzt.⁹³ Auf deren Basis wurden die Verhältnisse der jeweiligen anlagenindividuellen Volllaststunden bestimmt. Die im Rahmen des Trend-Szenarios unterstellten Volllaststunden der einzelnen Bestandsanlagen ergeben sich somit durch die durchschnittlichen anla-

⁸⁹ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁹⁰ Bundesregierung (2010).

⁹¹ IWR (2012), Fraunhofer IWES (2012).

⁹² Hierzu wurden auf Basis der vergangenen Jahre jeweils typische Monate zu einem synthetischen Windjahr zusammengeführt. Die Auswahl der typischen Monate orientiert sich an den jeweiligen langfristigen Windindizes.

⁹³ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012), ÜNB (2013a).

genindividuellen Volllaststunden der Jahre 2009 bis 2012 skaliert auf den langjährigen Durchschnitt.

Für Neuanlagen werden die durchschnittlichen anlagenindividuellen Volllaststunden der Jahre 2011 bis 2012 je Regelzone als Basis für ab 2010 in Betrieb genommene Anlagen unterstellt. Somit lässt sich berücksichtigen, dass neuere Anlagen tendenziell eine höhere Auslastung aufweisen. Diese Volllaststunden werden dann wiederum mit dem ermittelten Faktor zur Berücksichtigung eines langjährigen Durchschnitts skaliert. Für das Jahr 2014 ergeben sich somit je nach Regelzone Volllaststunden für Neuanlagen zwischen 1.630 und 2.050. Aufgrund des technologischen Fortschritts und einer einfacheren Genehmigung höherer Nabenhöhen wird unterstellt, dass die Volllaststunden für Neuanlagen jährlich um 10 Stunden ansteigen werden.

Die monatliche Verteilung der Volllaststunden baut auf einem synthetisch generierten Windprofil auf, das für die jeweiligen Regionen hinterlegt ist. Diese Strukturen werden dann auf Basis monatlicher Windindizes für die einzelnen Monate so angepasst, dass sich für jeden Monat ein langjähriger Durchschnitt ergibt.

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Die unterstellten Abweichungen vom Trend-Szenario basieren auf einer Auswertung der Windindizes der vergangenen Jahre. Für das obere Szenario wird angenommen, dass die Windgeschwindigkeiten der einzelnen Regionen um 10 % höher liegen als im Trend-Szenario. Für das untere Szenario wird unterstellt, dass die Windgeschwindigkeiten gegenüber dem Trend-Szenario um 10 % niedriger liegen. Durch die Skalierung der Windgeschwindigkeiten lässt sich gegenüber einer Skalierung der Volllaststunden der Effekt berücksichtigen, dass die Volllaststunden bei steigender Nabenhöhe der Windenergieanlage überproportional ansteigen. Somit können die Auswirkungen unterschiedlicher Windbedingungen möglichst genau abgebildet werden.

7.3.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 7-4 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Annahmen zur monatlichen Zubaustruktur basieren auf einer Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten. Demnach erfolgte in der Vergangenheit in der ersten Jahreshälfte mit einem Anteil von 42 % der geringere Jahreszubau. In der zweiten Jahreshälfte dominierten insbesondere der November und der Dezember mit zusammen 34 % den Jahreszubau. Dies liegt an der jährlich im EEG festgelegten Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es zeigt sich eine deutliche saisonale Struktur der Volllaststunden. Während in den Wintermonaten die deutlich höheren Volllaststunden bestehen, sinkt die monatliche Auslastung in den Sommermonaten erheblich ab. Für das Jahr 2014 ergibt sich somit insgesamt eine Einspeisung aus Onshore Windenergieanlagen von rund 62,2 TWh.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der Windenergieerzeugung liegt für 2014 demnach zwischen 47,0 und 75,4 TWh.

TABELLE 7-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	33.842	33.994	34.139	34.275	34.378	34.552	34.733	34.860	35.051	35.215	35.473	36.046	36.046
	Volllaststunden	h	260	181	246	79	114	75	91	116	85	153	192	201	1.793
	Stromerzeugung	GWh	8.798	6.166	8.387	2.691	3.926	2.588	3.164	4.053	2.973	5.382	6.816	7.248	62.190
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	34.291	34.466	34.636	34.793	34.915	35.119	35.326	35.472	35.689	35.881	36.180	36.846	36.846
	Volllaststunden	h	310	216	293	94	136	89	109	138	101	182	229	240	2.137
	Stromerzeugung	GWh	10.621	7.448	10.138	3.258	4.760	3.132	3.834	4.912	3.611	6.532	8.284	8.843	75.373
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	33.394	33.521	33.642	33.757	33.842	33.985	34.140	34.248	34.412	34.549	34.766	35.246	35.246
	Volllaststunden	h	200	139	189	60	88	58	70	89	65	117	148	154	1.378
	Stromerzeugung	GWh	6.677	4.676	6.356	2.036	2.968	1.956	2.390	3.061	2.242	4.059	5.134	5.443	46.998

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.3.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 7-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2015 und 2018. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund des angenommenen konstanten Zubaus ergibt sich ein kontinuierlicher Anstieg der Leistung zum Jahresende. Zusammen mit der geringfügig ansteigenden Auslastung der Wind Onshore Anlagen ergibt sich ein Anstieg der jährlichen Stromerzeugung von knapp 66,7 TWh in 2015 auf rund 77,6 TWh in 2018. Hierbei ist zu beachten, dass die durchschnittlichen Volllaststunden nicht linear ansteigen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass einerseits lediglich die Volllaststunden für Neuanlagen jährlich angepasst werden. Andererseits wirken sich auch der regionale Zubau und die regionalen Stilllegungen im Zuge des Repowerings mit regional unterschiedlichen Volllaststunden auf die Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden in Deutschland aus. Außerdem zu beachten ist hierbei das Schaltjahr 2016.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird neben einem höheren Zubau auch eine höhere Auslastung unterstellt. Folglich steigt die jährliche Erzeugung von 79,9 TWh in 2015 auf 95,7 TWh in 2018. Für das untere Szenario gelten die umgekehrten Annahmen. Demnach steigt die jährliche Stromerzeugung von 51 TWh in 2015 auf 57,5 TWh in 2018.

TABELLE 7-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende (MW)	Volllaststunden (h)	Stromerzeugung (GWh)
Trend Szenario	2015	38.017	1.804	66.694
	2016	39.837	1.818	70.613
	2017	41.600	1.820	73.949
	2018	43.415	1.828	77.638
Oberes Szenario	2015	38.506	2.147	79.859
	2016	40.776	2.164	85.581
	2017	42.953	2.168	90.528
	2018	45.071	2.177	95.732
Unteres Szenario	2015	37.527	1.388	51.016
	2016	38.898	1.397	53.313
	2017	40.246	1.398	55.216
	2018	41.758	1.403	57.494

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Wind Onshore sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 7-6 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung.⁹⁴ Durch die vergleichsweise niedrigen Vermarktungskosten im oberen Szenario soll eine mög-

⁹⁴ Die Höhe der tatsächlichen Vermarktungskosten kann je nach Anlagenportfolio und Anlagenstandort sehr unterschiedlich sein. Diese Unsicherheit wird im Rahmen der Szenarien berücksichtigt. In Gesprächen mit unterschiedlichen Direktvermarktern wurde das Niveau grundsätzlich als realistisch eingeschätzt.

lichst hohe Inanspruchnahme der Marktprämie und damit möglichst hohe Prämienzahlungen abgebildet werden. Umgekehrt sollen durch die vergleichsweise hohen Vermarktungskosten im unteren Szenario eine möglichst geringe Inanspruchnahme und damit möglichst niedrige Prämienzahlungen berücksichtigt werden. In allen Szenarien sinken die Vermarktungskosten im Zeitverlauf aufgrund der unterstellten Verbesserung der Prognosegüte und der Optimierung der Portfolios, was insgesamt zu einer Verminderung der Ausgleichsenergiekosten führt.

- Im Rahmen der Prognose wird unterstellt, dass in 2014 rund 70 % der in die Marktprämie optierenden Windenergieanlagen über eine Fernsteuerung verfügen. Es ist davon auszugehen, dass vermehrt Anlagen mit einer Fernsteuerung ausgestattet werden, da sich die Differenz der Managementprämie zwischen Fernsteuerbarkeit und Nicht-Fernsteuerbarkeit in 2014 gegenüber 2013 nochmals um 0,5 €/MWh erhöht. Dadurch ergibt sich für 2014 eine Managementprämie in Höhe von 5,55 €/MWh. Ab 2015 wird unterstellt, dass alle Windenergieanlagen über eine Fernsteuerbarkeit verfügen und somit die Managementprämie bei 5 €/MWh liegt (siehe Tabelle 7-6).
- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 7-6 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in Höhe der in Kapitel 2 dargestellten Höhe
- Fixierung von kleineren Windenergieanlagen in der Festpreisvergütung, da davon ausgegangen wird, dass einzelne Anlagen und kleine Windparks für Direktvermarkter nicht ausreichend attraktiv sind.⁹⁵ Dies gilt nicht für Anlagen, die bereits in 2013 direkt vermarktet wurden. Bis 2018 wird unterstellt, dass vermehrt auch etwas kleinere Windparks in die Direktvermarktung optieren können, da davon ausgegangen wird, dass die attraktivsten Anlagenparks vermehrt vergeben sind und daher das vergleichsweise weniger attraktive Potenzial verstärkt gehoben wird.
- Für Windenergieanlagen wurde unterstellt, dass eine geringe Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs zur Optimierung des Gesamtportfolios bestehen bleibt, da entsprechend der Regelungen des EEG ein Teil der Grünstrommengen aus fluktuierenden Erzeugungstechnologien erfolgen muss.
- Fixierung der derzeit in der sonstigen Direktvermarktung befindlichen Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen auch weiterhin ihre zusätzlichen Erlöse (neben dem Strommarkterlös) auf anderen als im EEG ermöglichten Vermarktungswegen erwirtschaften können (bspw. europäische Guarantees of Origin).

⁹⁵ Aus den Anlagenstammdaten wurden diejenigen Anlagen herausgefiltert und in der Festpreisvergütung fixiert, deren installierte Gesamtleistung innerhalb eines einzelnen Ortes weniger als 3 MW beträgt. Damit wurde eine Obergrenze für die Inanspruchnahme der Direktvermarktung definiert.

TABELLE 7-6: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. WIND ONSHORE

		Einheit	2014	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	5,0	4,8	4,7	4,6	4,5
	Managementprämie	€/MWh	5,6	5,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
oberes Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0
	Managementprämie	€/MWh	5,6	5,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
unteres Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	5,5	5,3	5,2	5,1	5,0
	Managementprämie	€/MWh	5,6	5,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

7.4.1 Prognose 2014

In Tabelle 7-7 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2014 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- Trend-Szenario:** Die Marktprämie wird auch im Jahr 2014 die dominante Vermarktungsform bleiben. Es ist davon auszugehen, dass die Verminderung der Managementprämie für Windenergieanlagen im Jahr 2014 keinen nennenswerten Einfluss auf die Inanspruchnahme der Marktprämie haben wird. Vielmehr wird prognostiziert, dass in 2013 bereits rund 83 % der erzeugten Strommenge im Rahmen der Marktprämie vermarktet wird. Es ist davon auszugehen, dass im Laufe des Jahres 2014 die meisten Anlagen mit einer Fernsteuerung ausgerüstet sind und somit eine höhere Managementprämie erhalten werden, was die Attraktivität der Marktprämie erhöht. Der überwiegende noch verbleibende Anteil optiert nicht aus der Festpreisvergütung. Dies sind insbesondere Anlagen, die aufgrund ihres Standorts und/oder ihrer Größe nicht ausreichend attraktiv für eine Direktvermarktung sind. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen in der Marktprämie in 2014 nur zu geringen Teilen monatlich die Vermarktungsform wieder wechseln, da die Marktprämie auch in 2014 noch ausreichend attraktiv ist. Das Grünstromprivileg wird, wie bereits erläutert, lediglich zur Optimierung des Gesamtportfolios in Anspruch genommen. Für die sonstige Direktvermarktung wird unterstellt,

dass die derzeit dort vermarkteten Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung verbleiben werden.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren zum einen durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. eines höheren/geringeren Zubaus. Zum anderen zeigen sich die Auswirkungen der gegenüber dem Trend-Szenario unterschiedlichen Vermarktungskosten. So steigt der Anteil der in der Marktprämie vermarkteten Erzeugungsmenge an den Vermarktungsformen im oberen Szenario auf rund 84 %. Im unteren Szenario liegt die Inanspruchnahme insbesondere aufgrund der vergleichsweise hohen Vermarktungskosten mit knapp 79 % niedriger.

TABELLE 7-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.394	990	1.499	455	588	310	409	523	423	830	738	763	8.924
	Marktprämie	GWh	7.171	5.012	6.668	2.166	3.240	2.208	2.670	3.425	2.472	4.413	5.907	6.310	51.661
	Grünstromprivileg	GWh	204	143	193	61	87	61	74	91	68	121	150	154	1.407
	sonst. Direktvermarktung	GWh	28	20	27	9	11	9	11	13	10	18	21	21	198
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.600	1.150	1.532	526	687	369	447	573	446	869	852	886	9.938
	Marktprämie	GWh	8.744	6.103	8.344	2.648	3.956	2.680	3.287	4.216	3.072	5.498	7.228	7.749	63.525
	Grünstromprivileg	GWh	243	171	230	73	103	72	88	108	81	144	178	184	1.675
	sonst. Direktvermarktung	GWh	34	24	32	10	13	11	13	16	12	21	25	25	236
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	1.370	927	1.358	375	563	296	387	567	431	634	734	762	8.405
	Marktprämie	GWh	5.128	3.623	4.828	1.606	2.330	1.607	1.938	2.414	1.751	3.318	4.269	4.546	37.357
	Grünstromprivileg	GWh	157	110	149	47	67	47	57	70	52	93	115	119	1.084
	sonst. Direktvermarktung	GWh	22	16	21	7	8	7	8	10	8	14	16	16	152

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.4.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2015 und 2018 ist in Tabelle 7-8 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Es wird davon ausgegangen, dass die jährliche Reduktion der Managementprämie in 2015 zu einer vorübergehend verminderten Attraktivität des Marktprämienmodells führen wird. Während in 2014 die Inanspruchnahme der Marktprämie bei 83 % lag, reduziert sich diese in 2015 auf rund 70 %. Bei einer Managementprämie in Höhe von 5 €/MWh wird erwartet, dass ab 2015 im Wesentlichen diejenigen Direktvermarkter die Marktprämie weiter in Anspruch nehmen, die bereits über ein großes und optimiertes Portfolio verfügen, welches insgesamt vergleichsweise geringe Ausgleichsenergiekosten verursacht. Da die Managementprämie ab 2015 konstant bleibt und gleichzeitig unterstellt wird, dass sich die Vermarktungskosten aufgrund von Prognoseverbesserungen und Optimierungsmaßnahmen jährlich weiter vermindern, erhöht dies ab 2016 wiederum zunehmend die Attraktivität der Inanspruchnahme des Marktprämienmodells. Der Anteil der Vermarktung über das Marktprämienmodell steigt bis 2018 dann wieder auf 88 %. Insgesamt steigt die Inanspruchnahme der Marktprämie von 47 TWh in 2015 auf 69 TWh in 2018. Das Grünstromprivileg wird auch mittelfristig lediglich zur Optimierung des Gesamtportfolios in Anspruch genommen, da die Strompreise nicht ausreichend attraktiv sind. Anlagen, deren Fördertarif auf die Grundvergütung absinkt, werden anstelle der Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs eher eine Repoweringmaßnahme durchführen. Für die sonstige Direktvermarktung wird unterstellt, dass die derzeit dort vermarkteten Anlagen innerhalb dieser Vermarktungsoption verbleiben werden und keine neuen Anlagen hinein optieren.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren zum einen durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen infolge der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. eines höheren/geringeren Zubaus. Zum anderen zeigen sich die Auswirkungen der gegenüber dem Trend-Szenario unterstellten unterschiedlichen Vermarktungskosten. Im oberen Szenario zeigt sich eine im Vergleich zum Trend-Szenario höhere Inanspruchnahme der Marktprämie aufgrund der unterstellten niedrigeren Vermarktungskosten in diesem Szenario. Der Anteil der Inanspruchnahme des Marktprämienmodells steigt von 81 % in 2015 auf 92 % in 2018. Im unteren Szenario sinkt umgekehrt die Inanspruchnahme der Marktprämie aufgrund der vergleichsweise hohen Vermarktungskosten unter das Niveau der Festpreisvergütung. Der Anteil der Inanspruchnahme des Marktprämienmodells steigt von 62 % in 2015 auf 84 % in 2018.

TABELLE 7-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	18.181	13.797	10.300	7.573
	Marktprämie	GWh	46.924	55.231	62.078	68.501
	Grünstromprivileg	GWh	1.390	1.386	1.373	1.366
	sonstige Direktvermarktung	GWh	198	199	198	198
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	13.550	9.084	6.688	5.391
	Marktprämie	GWh	64.419	74.611	81.971	88.480
	Grünstromprivileg	GWh	1.654	1.650	1.634	1.626
	sonstige Direktvermarktung	GWh	236	237	236	236
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	18.052	14.137	10.823	8.237
	Marktprämie	GWh	31.741	37.955	43.183	48.053
	Grünstromprivileg	GWh	1.070	1.067	1.057	1.052
	sonstige Direktvermarktung	GWh	152	153	152	152

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die im EEG geregelten Vergütungssätzen nach Inbetriebnahmejahren und Boni. Ebenfalls wurde für einzelne Anlagen abgeschätzt, wann deren Vergütung auf den Basissatz sinkt.

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde unterstellt, dass alle in 2014 in Betrieb genommene Neuanlagen den Systemdienstleistungsbonus in Höhe von 0,47 €/ct./kWh erhalten. Für ab 2015 errichtete Anlagen entfällt der Systemdienstleistungsbonus. Für Repowering-Anlagen wird zudem ein Repowering-Bonus in Höhe von 0,49 €/ct./kWh angenommen. Die Vergütungssätze und der Repowering-Bonus sinken jährlich um 1,5 %.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich somit aus den individuellen Vergütungszahlungen aller in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen, sofern diese in der Festpreisvergütung verbleiben.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. des energieträgerspezifischen Marktwerts zzgl. der Zahlungen für die Managementprämie.

Für die beiden Direktvermarktungsoptionen Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung fallen keine Vergütungszahlungen an, wodurch sie für die Berechnung der Vergütungen keine Rolle spielen.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszuführen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurden für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2012 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen für 2012 angesetzt.

7.5.1 Prognose 2014

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2014 monatlich dargestellt. Die Einspeisevergütung ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund der deutlich höheren Inanspruchnahme der Marktprämie gegenüber der Festpreisvergütung liegen die Vergütungszahlungen der Marktprämie insgesamt höher als die Festpreisvergütungszahlungen. Die Einspeisevergütungen aus Festpreisvergütung und Marktprämie abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte saldieren sich in 2014 auf rund 4 Mrd. €.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Im oberen Szenario ergeben sich zusätzliche Kosten aufgrund der höheren Inanspruchnahme der Marktprämie. Umgekehrt führt die vergleichsweise geringe Inanspruchnahme der Marktprämie im unteren Szenario zu einer weiteren Verringerung der Vergütungszahlungen. Im oberen Szenario beläuft sich die Einspeisevergütung auf rund 5 Mrd. €. Im unteren Szenario summiert sich die Einspeisevergütung in 2014 auf insgesamt knapp 3 Mrd. €.

TABELLE 7-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	128,1	469,5	33,3	564,4
Februar	91,0	332,4	23,2	400,2
März	137,8	463,3	32,1	569,1
April	41,9	141,1	10,4	172,7
Mai	54,1	224,9	15,5	263,5
Juni	28,5	150,2	9,6	169,1
Juli	37,6	175,5	11,9	201,2
August	48,1	238,6	15,2	271,4
September	39,0	155,1	11,4	182,7
Oktober	76,4	301,1	20,2	357,3
November	67,8	387,5	25,6	429,6
Dezember	70,0	421,9	28,1	463,8
Jahr 2014	820,3	3.461,1	236,4	4.045,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 7-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	147,0	594,1	40,2	700,9
Februar	105,7	420,1	28,0	497,8
März	140,7	602,0	38,8	703,9
April	48,5	178,1	12,6	214,0
Mai	63,2	284,1	18,8	328,5
Juni	33,9	188,9	11,6	211,2
Juli	41,1	223,5	14,5	250,1
August	52,6	303,5	18,5	337,6
September	41,1	199,1	13,9	226,3
Oktober	79,8	388,1	24,5	443,4
November	78,2	491,7	31,2	538,7
Dezember	81,3	537,7	34,3	584,7
Jahr 2014	913,0	4.410,9	286,9	5.037,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 7-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	126,1	319,2	25,2	420,0
Februar	85,2	228,6	17,6	296,2
März	125,0	319,1	24,3	419,8
April	34,6	100,7	7,8	127,5
Mai	51,8	154,9	11,7	195,0
Juni	27,3	105,0	7,3	125,0
Juli	35,7	122,3	9,0	149,0
August	52,4	161,2	11,5	202,1
September	39,9	105,4	8,6	136,7
Oktober	58,2	216,6	15,2	259,6
November	67,4	266,8	19,3	314,9
Dezember	70,0	289,2	21,0	338,1
Jahr 2014	773,6	2.388,8	178,5	2.983,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.5.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2015 und 2018 sind in Tabelle 7-12 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund der hohen Inanspruchnahme der Marktprämie liegen die Marktprämienzahlungen im Betrachtungszeitraum deutlich oberhalb der Festpreisvergütungszahlungen. Während die Zahlungen der Festpreisvergütung von 1,7 Mrd. € in 2015 auf 0,7 Mrd. € in 2018 sinken, steigt die Summe der Vergütungen aus der Marktprämie im selben Zeitraum von 3,1 Mrd. € auf 4,4 Mrd. €. Die gesamte Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte steigt von 4,6 Mrd. € in 2015 auf 4,8 Mrd. € in 2018. Dies ist ein im Vergleich zum Zubau geringer Anstieg der Vergütungszahlungen was durch die nicht berücksichtigten Börsenerlöse bei den Marktprämienzahlungen begründet ist.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren u.a. durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen infolge höherer/niedrigerer Volllaststunden und eines höheren/geringeren Zubaus. Im oberen Szenario ergeben sich im Vergleich zum Trend-Szenario höhere Marktprämienzahlungen

aufgrund einer höheren Inanspruchnahme dieser Vermarktungsoption. Umgekehrt liegen die Marktprämienzahlungen im unteren Szenario deutlich unterhalb des Trend-Szenarios aufgrund der höheren unterstellten Vermarktungskosten und der daraus resultierenden niedrigeren Inanspruchnahme der Marktprämie. Insgesamt steigt die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte zwischen 2015 und 2018 von 5,4 Mrd. € auf 6,2 Mrd. € im oberen Szenario und bleibt im unteren Szenario bei 3,5 Mrd. € nahezu konstant.

TABELLE 7-12: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON ONSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2018

	Jahr	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2015	1.678	3.143	254	4.567
	2016	1.270	3.696	269	4.697
	2017	943	4.111	282	4.773
	2018	688	4.430	296	4.821
Oberes Szenario	2015	1.248	4.469	304	5.412
	2016	834	5.192	327	5.699
	2017	610	5.684	347	5.947
	2018	488	6.042	369	6.161
Unteres Szenario	2015	1.668	2.030	194	3.504
	2016	1.303	2.409	203	3.509
	2017	993	2.707	210	3.490
	2018	750	2.931	219	3.462

Quelle: Eigene Berechnungen.

8 Wind Offshore (§ 31 EEG)

8.1 Entwicklung bis 2012

Die Entwicklung des Ausbaus der Windenergie-Offshore hat sich in den letzten Jahren immer wieder verzögert und ist bisher hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Der Windenergieausbau auf dem Meer stellt in Deutschland eine erhebliche Herausforderung dar. Im Unterschied zu bereits vorhandenen Offshore-Windparks in anderen Ländern, wie z. B. Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden, gilt für die überwiegende Zahl der geplanten Projekte in Deutschland, dass sie in großer Entfernung zur Küste und in großen Wassertiefen errichtet werden sollen. Dieses führt dazu, dass in vielen Bereichen neue technologische Lösungen gefunden werden müssen und eine entsprechende Infrastruktur für die Realisierung der Projekte entwickelt werden muss. Der Bau und der Betrieb der ersten Offshore-Windparks sind u. a. aus diesen Gründen mit vergleichsweise hohen Kosten und erheblichen Risiken verbunden. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die durch die Vergütungssätze des EEG 2004 gegeben waren, haben sich aus heutiger Sicht als nicht ausreichend herausgestellt, um die Kosten und Risiken für Unternehmen abzudecken. Zudem gab es in dem Zeitraum 2004 bis 2009 keine Anlagen (inklusive Fundamente, Innerparkverkabelung, Umspannwerk), die für den Einsatz an Standorten mit weiten Entfernungen von der Küste und in großen Wassertiefen optimal geeignet bzw. ausreichend getestet waren. Ebenfalls waren wesentliche Fragen der erforderlichen Infrastruktur bei der Errichtung und des Betriebs von Offshore Windparks mit den vorgesehenen Küstenentfernungen ungeklärt. Vergleichbares gilt und galt für den Anschluss der Anlagen über Seekabelverbindungen ans Netz der allgemeinen Versorgung.

Durch zahlreiche Anpassungen im rechtlichen und regulatorischen Rahmen und Entwicklungen im Bereich der Anlagentechnik in den letzten Jahren haben sich die Anreize und Voraussetzungen für den Ausbau der Windenergie Offshore verbessert. Hierzu zählten im Bereich der Wirtschaftlichkeit deutliche Erhöhungen der Vergütungssätze (Anfangsvergütungssätze) durch die Novellierungen des EEG (EEG 2009 und EEG 2012) sowie Entlastungen der Investoren von den Kosten für den Netzanschluss durch das sog. Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz im Jahr 2006. Zugleich wurden Risiken durch einen unzureichenden Ausbau der Übertragungsnetze zum Abtransport des von Windenergie Offshore erzeugten Stroms in die Verbrauchszentren mit der möglichen Folge eines erforderlichen Einspeisemanagements und der Reduktionen der Vergütungszahlungen durch die Einführung der sog. Härtefallregelung (EEG 2009 § 12) beseitigt.

Wie die Inbetriebnahme der ersten Windparks in den Jahren 2009 bis 2012 zeigen, konnten durch diese Entwicklungen die Voraussetzungen für den Beginn des Ausbaus der Windenergie Offshore grundsätzlich geschaffen werden.

Die in Tabelle 8-1 dargestellte Entwicklung von Wind Offshore zeigt, dass zwischen 2009 und 2012 eine Leistung von insgesamt 268 MW errichtet wurde. Bis Ende des Jahres 2012 speisten erst drei Offshore-Windparks in deutschen Gewässern Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung ein. Es handelt sich um die Windparks Alpha Ventus (60 MW) sowie Bard Offshore I (400 MW) in der Nordsee und EnBW Baltic 1 (48,3 MW) in der Ostsee. Dabei waren bis Ende des

Jahres 2011 erst 32 Anlagen der insgesamt 80 geplanten Anlagen des Windparks Bard Offshore I mit einer gesamten Leistung von 160 MW in Betrieb. In Summe betrug die Stromeinspeisung von Offshore Anlagen im Jahr 2012 rund 722 GWh.

TABELLE 8-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON WIND OFFSHORE IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Leistungszubau ¹⁾	MW	0	0	0	0	0	35	45	108	80
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	0	0	0	0	0	35	80	188	268
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	0	0	0	0	0	38	174	568	722

¹⁾ Quelle: ÜNB (2013a)

²⁾ Quelle: EEG/KWK-G (2013a)

8.2 Prognose der installierten Leistung

Analog zur Onshore-Windenergie wurde für die Prognose der installierten Leistung der Offshore-Windenergie zunächst eine Einteilung in sechs unterschiedliche Regionen vorgenommen. Auf Basis einer solchen Unterteilung lassen sich die räumlich unterschiedlichen Windbedingungen berücksichtigen. Diese unterschiedlichen Windbedingungen haben sowohl Einfluss auf die Zubauentscheidung als auch auf die realisierten Volllaststunden. Sowohl die für die Einspeisestruktur unterstellten stündlichen Windganglinien als auch die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung von Wind Offshore erfolgt im Rahmen dieser Prognose für diese sechs Regionen.

Die Prognose der Entwicklung der installierten Leistung von Wind Offshore erfolgt unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Methodik. Trotz vielfältiger Ursachen für die bisher geringe Dynamik des Zubaus sind aktuell zahlreiche Entwicklungen zu beobachten, die – nach einer Beseitigung der verbleibenden Hemmnisse – einen dynamischen Ausbau der Windenergie Offshore möglich erscheinen lassen. So befinden sich aktuell zahlreiche Projekte in der Planung oder bereits in Bau.

Ende 2012 waren sechs Projekte in der Nordsee in Bau und 20 weitere Projekte hatten bereits eine Genehmigung. In der Ostsee waren Ende 2012 vier Projekte genehmigt. Insgesamt verfügen in Deutschland rund 2000 Offshore-Windenergieanlagen über eine Genehmigung bzw. befinden sich derzeit in Bau oder sind bereits installiert.

Die Entwicklung der installierten Leistung von Windenergie Offshore in den nächsten Jahren wird im Rahmen der Prognose auf einer Einschätzung der Wahrscheinlichkeit und des möglichen Zeitpunkts der Realisierung der heute genehmigten und im Genehmigungsverfahren befindlichen Projekte vorgenommen.

Im Rahmen der Prognose haben wir den wahrscheinlichen Zubau auf Basis einer Einzelanalyse der sich derzeit in der Planung bzw. in Bau befindlichen Projekte analysiert. Für das Trend-Szenario schätzen wir den aus heutiger Sicht wahrscheinlichsten Zubau sowie den zeitlichen

Verlauf ab. In der Vergangenheit hat sich häufig gezeigt, dass vielfältige Gründe dazu geführt haben, dass Offshore-Parks insbesondere aufgrund der vergleichsweise hohen Unsicherheiten bei Bau der Anlagen und der Netzanbindung nicht planmäßig Strom einspeisen. Daher unterstellen wir bei einigen Projekten eine weitere Verzögerung der Planungen für die Inbetriebnahme. Für die Jahre 2017 und 2018 erfolgt die Prognose nicht mehr ausschließlich projektbezogen, da für diesen Zeitraum eine ausschließlich projektbezogene Abschätzung aufgrund der hohen Unsicherheiten bzgl. der geplanten Projekte nicht seriös vorgenommen werden kann. Um die verbleibenden Unsicherheiten – insbesondere hinsichtlich der zeitlichen Verteilung der Inbetriebnahme der einzelnen Parks – abzubilden, unterstellen wir im unteren Szenario zusätzliche Verzögerungen beim Ausbau. Im oberen Szenario gehen wir hingegen von einer planmäßigen Inbetriebnahme der Anlagen aus, die den offiziellen Angaben aus Veröffentlichungen entsprechen.

Für die Jahresprognose bis 2014 und die Mittelfristprognose bis 2018 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Es wurde eine statistische Auswertung der EEG-Stammdaten vorgenommen.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Homepages vorhandener und geplanter Windparks, Pressemitteilungen, Zeitungsartikel.
- Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV.
- Veröffentlichter Artikel des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI)⁹⁶ zum Baufortschritt der deutschen Offshore-Windparks
- telefonische Interviews mit Anlagenbauern, Windparkentwicklern und Übertragungsnetzbetreibern.

8.2.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende bis 2014 für Wind Offshore sind in Tabelle 8-2 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Bis Ende des Jahres 2014 werden ausschließlich Anlagen ans Netz gehen können, für die aktuell einerseits die Realisierung des Netzanschlusses bis zu diesem Zeitpunkt als gegeben angenommen werden kann und andererseits die Projektplanung des Windparks entsprechend weit fortgeschritten ist bzw. die Windparks sich bereits im Bau befinden. Auf Basis einer Einzelbewertung der Projekte unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen wird von einem Zubau in 2013 von 355 MW ausgegangen. In 2014 wird sich der Zubau demnach deutlich verstärken und rund 2 GW betragen, wobei die meisten Windparks bereits heute in Bau sind.

⁹⁶ Neddermann, B. (2013).

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird unterstellt, dass die derzeitigen Projekte weitestgehend planmäßig realisiert werden und es zu keinerlei weiteren Verzögerungen kommen wird. Im unteren Szenario wird hingegen angenommen, dass sich die im Trend-Szenario berücksichtigten Projekte verzögern werden und teilweise erst in den späteren Jahren realisiert werden können. Insgesamt ergibt sich somit eine Bandbreite für den jährlichen Zubau zwischen 225 und 455 MW in 2013 sowie zwischen knapp 1,6 und knapp 2,2 GW in 2014.

TABELLE 8-2: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON WIND OFFSHORE BIS 2014

		Einheit	2012 (Ist)	2013	2014
Trend-Szenario	Zubau	MW	80	355	2.007
	Leistung zum Jahresende	MW	268	623	2.631
Oberes Szenario	Zubau	MW	80	455	2.195
	Leistung zum Jahresende	MW	268	723	2.919
Unteres Szenario	Zubau	MW	80	225	1.572
	Leistung zum Jahresende	MW	268	493	2.065

Quelle: Daten für 2012: ÜNB (2013a); Daten für 2013/2014: Eigene Berechnungen

Vergleicht man die Prognose mit alternativen Einschätzungen ergeben sich folgende Ergebnisse: Die BMU-Leitstudie⁹⁷ prognostiziert einen jährlichen Zubau von Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 540 MW (2013) und 780 MW (2014). Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung⁹⁸ von einem jährlichen Zubau von 510 MW (2013) und 738 MW (2014) aus. In beiden Prognosen wird jedoch angenommen, dass in 2014 die installierte Leistung bei rund 2 GW liegen wird.

8.2.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 8-3 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2015 und 2018. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Auf Basis einer Einzelbewertung der Projekte und unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen wird davon ausgegangen, dass sich der Zubau in 2015 gegenüber dem starken Zubaujahr 2014 deutlich vermindern wird. Es wird erwartet, dass bis Ende 2015 rund 3,5 GW installiert sein werden. Bis 2018 wird ein weiterer Zubau von ca. 2,8 GW unterstellt, so dass 2018 über 6 GW Offshore-Windenergie in Betrieb sein wird. Für 2018 wird aufgrund der dann anstehenden deutlichen Vergütungsdegression jedoch ein vergleichsweise deutlich geringerer Zubau erwartet. Im

⁹⁷ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

⁹⁸ Bundesregierung (2010).

Trend-Szenario wird insgesamt angenommen, dass die derzeit geplanten Projekte nicht planmäßig in Betrieb genommen werden, sondern dass es teilweise zu Verzögerungen kommen wird.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird von einer – soweit Angaben dazu verfügbar waren – planmäßigen Umsetzung der derzeit geplanten Projekte ausgegangen. Die schwankende Höhe des jährlichen Zubaus ist auf die Einzelbewertung derzeitiger Planungen zurückzuführen. Im Jahr 2016 wird ein im Vergleich zum Trend-Szenario etwas niedrigerer Zubau unterstellt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im oberen Szenario bereits 2015 ein deutlich stärkerer Zubau erfolgte und im Trend-Szenario ein im Vergleich dazu verzögerter Zubau unterstellt wurde, der dann in 2016 zu einem höheren Zubau im Trend-Szenario führt. Für 2018 wird unterstellt, dass die deutliche Degression der Vergütungssätze durch stärker sinkende Kosten weitestgehend aufgefangen werden kann und dadurch auch weiterhin ein deutlicher Zubau von knapp 1 GW erfolgt. Im unteren Szenario wird angenommen, dass es zu deutlichen Projektverzögerungen der aktuell geplanten Projekte kommen wird und gleichzeitig mehrere Vorhaben auf Eis gelegt werden. Die Verzögerungen führen dazu, dass in 2017 gegenüber dem Trend-Szenario ein stärkerer Zubau erfolgt. Für 2018 wird angenommen, dass die durch die Degression verringerten Vergütungssätze keinen weiteren Zubau mehr anreizen. Die installierte Leistung steigt im oberen Szenario bis 2018 auf ca. 8,4 GW. Im unteren Szenario wird unterstellt, dass eine geringere Anzahl an Projekten finalisiert wird und sich die installierte Leistung auf 5,1 GW in 2018 erhöht.

TABELLE 8-3: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON WIND OFFSHORE BIS 2018

		Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Zubau	MW	879	1.499	1.122	168
	Leistung zum Jahresende	MW	3.509	5.008	6.130	6.298
Oberes Szenario	Zubau	MW	1.867	1.221	1.680	995
	Leistung zum Jahresende	MW	4.497	5.718	7.398	8.393
Unteres Szenario	Zubau	MW	255	591	1.598	0
	Leistung zum Jahresende	MW	2.885	3.476	5.074	5.074

Quelle: Eigene Berechnungen

Vergleicht man die Prognose mit alternativen Einschätzungen ergeben sich folgende Ergebnisse: Die BMU-Leitstudie⁹⁹ prognostiziert eine installierte Leistung von Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 6,9 GW in 2018. Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung¹⁰⁰ von einer installierten Leistung von 6,7 GW in 2018 aus.

⁹⁹ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

¹⁰⁰ Bundesregierung (2010).

8.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Als Grundlage für die im Rahmen der Prognose angenommenen Volllaststunden von Offshore-Windenergieanlagen dienen die von den ÜNB bereit gestellten EEG-Bewegungsdaten für 2011 und 2012.¹⁰¹

Für Neuanlagen werden für das Jahr 2014 Volllaststunden je nach Region zwischen 4.000 und 4.290 unterstellt. Bis 2018 wird erwartet, dass die Volllaststunden neuer Windenergieanlagen aufgrund höherer Effizienz und ggf. höherer Nabenhöhen je nach Region um bis zu 40 Stunden ansteigen werden.¹⁰²

Die monatliche Verteilung der Volllaststunden baut auf einem synthetisch generierten Windprofil auf, das für die jeweiligen Regionen hinterlegt ist.

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die im Trend-Szenario unterstellten Windgeschwindigkeiten der einzelnen berücksichtigten Regionen um 10 % höher liegen. Für das untere Szenario wird unterstellt, dass die Windgeschwindigkeiten gegenüber dem Trend-Szenario um 10 % niedriger liegen. Die unterstellten Abweichungen vom Trend-Szenario werden aufgrund mangelnder Erfahrungswerte analog zu Wind Onshore festgesetzt.

8.3.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 8-4 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte wurde eine monatlich gleichbleibende Struktur des Zubaus über das jeweilige Jahr unterstellt. Die tatsächliche zeitliche Verteilung des Zubaus ist für jeden Windpark unterschiedlich und hängt von einer Vielzahl von unsicheren Einflussfaktoren ab.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Analog zu Wind Onshore zeigt sich auch bei Wind Offshore eine deutliche saisonale Struktur der Volllaststunden. Während in den Wintermonaten die deutlich höheren Volllaststunden bestehen, sinkt die monatliche Auslastung in den Sommermonaten ab. Für das Jahr 2014 ergibt sich somit insgesamt eine Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen von rund 7,4 TWh.

¹⁰¹ ÜNB (2012), ÜNB (2013a).

¹⁰² Aufgrund der vergleichsweise geringen Erfahrungswerte für Wind Offshore, sind Prognosen über die weitere Entwicklung des technologischen Fortschritts sowie der Nabenhöhen für zukünftige Offshore-Windparks mit größeren Unsicherheiten verbunden. Allerdings legt die bisherige und derzeitige Entwicklung bei der Onshore-Windenergie die Vermutung nahe, dass bei der noch recht jungen Wind Offshore-Technologie zumindest noch moderate Steigerungen der spezifischen Energieausbeute zu erwarten sind.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der Windenergieerzeugung liegt für 2014 demnach zwischen 4,8 und 9,3 TWh.

TABELLE 8-4: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	785	1.038	1.200	1.356	1.517	1.673	1.834	1.996	2.152	2.313	2.469	2.631	2.631
	Volllaststunden	h	464	374	481	246	245	277	311	325	293	427	446	365	4.255
	Stromerzeugung	GWh	364	388	577	333	372	463	571	649	630	987	1.102	961	7.398
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	901	1.169	1.346	1.518	1.695	1.866	2.044	2.221	2.392	2.570	2.741	2.919	2.919
	Volllaststunden	h	520	419	539	276	275	310	349	365	328	478	501	410	4.771
	Stromerzeugung	GWh	468	489	726	419	467	579	713	811	786	1.229	1.372	1.196	9.255
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	618	838	962	1.083	1.207	1.327	1.452	1.576	1.696	1.821	1.941	2.065	2.065
	Volllaststunden	h	386	311	398	204	202	230	257	268	241	354	368	302	3.522
	Stromerzeugung	GWh	238	261	383	221	244	305	373	423	410	644	715	623	4.840

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.3.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 8-5 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2015 und 2018. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund des mittelfristigen Zubaus kommt es zu einer deutlichen Steigerung der Stromerzeugung bei Offshore Windkraftanlagen. Die Erzeugung verdoppelt sich von 13,2 TWh in 2015 auf 26,5 TWh in 2018. Die Volllaststunden steigen zwar einerseits aufgrund technologischer Verbesserungen. Diese werden jedoch teilweise wieder kompensiert durch einen Zubau von Offshore-Parks in Regionen mit vergleichsweise niedrigeren Volllaststunden.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen/unteren Szenario basieren auf den Annahmen eines höheren/ niedrigeren Zubaus und einer höheren/ niedrigeren jährlichen Auslastung. Im oberen Szenario steigt die Stromerzeugung aus Offshore Windkraftanlagen demnach von 17,4 TWh in 2015 auf 37,8 TWh in 2018. Im unteren Szenario kommt es im gleichen Zeitraum zu einer Steigerung von 9,8 TWh auf 18,0 TWh. Auch

hier ist bei der Entwicklung der Volllaststunden zu beachten, dass jährliche Schwankungen aufgrund eines regionalen Zubaus in Gebieten mit unterschiedlichen Volllaststunden erfolgen.

TABELLE 8-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende	Volllaststunden	Stromerzeugung
		(MW)	(h)	(GWh)
Trend Szenario	2015	3.509	4.260	13.220
	2016	5.008	4.280	18.465
	2017	6.130	4.264	23.922
	2018	6.298	4.258	26.487
Oberes Szenario	2015	4.497	4.777	17.359
	2016	5.718	4.797	24.721
	2017	7.398	4.777	31.624
	2018	8.393	4.768	37.824
Unteres Szenario	2015	2.885	3.530	9.770
	2016	3.476	3.548	11.364
	2017	5.074	3.543	15.357
	2018	5.074	3.546	17.994

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt, wie in Kapitel 2.4 dargestellt, auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Wind Offshore sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 8-6 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung. Insgesamt liegen die Vermarktungskosten gegenüber Wind Onshore niedriger, da bei Wind Offshore aufgrund vergleichsweise stetigerer und besser planbarer Einspeisung niedrigere Ausgleichsenergiekosten zu erwarten sind. Durch die vergleichsweise niedrigen Vermarktungskosten im oberen Szenario soll eine möglichst hohe Inanspruchnahme der Marktprämie und damit möglichst hohe Vergütungszahlungen abgebildet werden. Umgekehrt sollen durch die vergleichsweise hohen Vermarktungskosten im unteren Szenario

rio eine möglichst geringe Inanspruchnahme und damit möglichst niedrige Vergütungszahlungen berücksichtigt werden.

- Es wird davon ausgegangen, dass alle Offshore-Windenergieanlagen mit einer Fernsteuerung ausgestattet werden und somit die in Tabelle 8-6 dargestellte höhere Managementprämie erhalten.
- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 8-6 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in der in Kapitel 2 dargestellten Höhe
- Für Offshore-Windenergieanlagen wird keine Fixierung von einzelnen Anlagen in bestimmten Vermarktungsoptionen vorgenommen, da davon ausgegangen wird, dass grundsätzlich alle Anlagen für eine Direktvermarktung in Betracht kommen.

TABELLE 8-6: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. WIND OFFSHORE

		Einheit	2014	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	4,0	3,8	3,7	3,6	3,5
	Managementprämie	€/MWh	6,0	5,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
oberes Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	3,5	3,3	3,2	3,1	3,0
	Managementprämie	€/MWh	6,0	5,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
unteres Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0
	Managementprämie	€/MWh	6,0	5,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

8.4.1 Prognose 2014

In Tabelle 8-7 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2014 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Für 2014 ergibt sich, dass alle Offshore-Windenergieanlagen ins Marktprämienmodell optieren werden, da dies die wirtschaftlich attraktivste Vermarktungsform für Offshore-Windenergieanlagen ist.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren ausschließlich durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. des höheren/geringeren Zubaus.

TABELLE 8-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Marktprämie	GWh	364	388	577	333	372	463	571	649	630	987	1.102	961	7.398
Oberes Szenario	Marktprämie	GWh	468	489	726	419	467	579	713	811	786	1.229	1.372	1.196	9.255
Unteres Szenario	Marktprämie	GWh	238	261	383	221	244	305	373	423	410	644	715	623	4.840

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.4.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2015 und 2018 ist in Tabelle 8-8 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Im Trend-Szenario erfolgt die Vermarktung der erzeugten Wind Offshore-Strommenge auch zukünftig ausschließlich über das Marktprämienmodell, da dies aufgrund der Rahmenbedingungen bzgl. der Vermarktungskosten, des Einspeiseprofils und der Managementprämie die attraktivste Vermarktungsform ist. Die in dieser Form vermarktete Strommenge steigt im Betrachtungszeitraum zwischen 2015 und 2018 von 13,2 TWh auf 26,5 TWh kontinuierlich an.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Auf Basis der Annahme höherer/niedrigerer Volllaststunden bzw. des höheren/geringeren Zubaus ergibt sich eine größere/geringere Inanspruchnahme der Marktprämie im oberen/unteren Szenario

TABELLE 8-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Marktprämie	GWh	13.220	18.465	23.922	26.487
Oberes Szenario	Marktprämie	GWh	17.359	24.721	31.624	37.824
Unteres Szenario	Marktprämie	GWh	9.770	11.364	15.357	17.994

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen der Jahre 2009 bis 2012.¹⁰³

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde unterstellt, dass alle bis einschließlich 2017 in Betrieb genommenen Neuanlagen die höhere Anfangsvergütung von 19 €-ct./kWh entsprechend EEG 2012 §31 Absatz 3 (sogenanntes Stauchungsmodell) in Anspruch nehmen werden. Für Neuanlagen mit Inbetriebnahmejahr 2018 darf das Stauchungsmodell nicht mehr in Anspruch genommen werden. Zusätzlich erfolgt ab 2018 eine Degression der Vergütungssätze um 7 %, so dass der Anfangsvergütungssatz für Neuanlagen in 2018 bei 13,95 €-ct./kWh liegt.

Für die Festpreisvergütung fallen keine Vergütungszahlungen an, weil alle Anlagen in die Marktprämie optieren.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. des energieträgerspezifischen Marktwerts zzgl. der Zahlungen für die Managementprämie.

Für Offshore-Windenergieanlagen fallen grundsätzlich keine vermiedenen Netznutzungsentgelte an, da die Anlagen alle an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Eine Ausnahme bildet der Offshore-Park Alpha Ventus, der an das 110-kV-Netz angeschlossen ist. Im Rahmen der Prognose wurden für Alpha Ventus die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2012 unterstellt.

8.5.1 Prognose 2014

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2014 monatlich dargestellt. Die Einspeisevergütung ergibt sich durch die Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Aufgrund der ausschließlichen Inanspruchnahme der Marktprämie fallen lediglich für diese Vermarktungsform Zahlungen an. Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netznutzungsentgelte summieren sich die Vergütungszahlungen im Jahr 2014 auf rund 1,1 Mrd. €.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren ausschließlich durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Im oberen Szenario ergeben sich Einspeisevergütungen nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte von in Summe 1,4 Mrd. €. Im unteren Szenario summieren sich die Einspeisevergütungen im Jahr 2014 auf insgesamt ca. 0,7 Mrd. €.

¹⁰³ ÜNB (2010), ÜNB (2011), ÜNB (2012), ÜNB (2013a).

TABELLE 8-9: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	0,0	51,2	0,05	51,2
Februar	0,0	56,1	0,04	56,1
März	0,0	87,0	0,05	87,0
April	0,0	49,8	0,03	49,8
Mai	0,0	57,2	0,03	57,2
Juni	0,0	71,3	0,03	71,3
Juli	0,0	88,0	0,03	87,9
August	0,0	102,2	0,03	102,1
September	0,0	96,2	0,03	96,2
Oktober	0,0	151,7	0,04	151,6
November	0,0	169,4	0,05	169,3
Dezember	0,0	152,2	0,04	152,2
Jahr 2014	0,0	1.132,3	0,45	1.131,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 8-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	0,0	68,1	0,05	68,0
Februar	0,0	72,7	0,04	72,6
März	0,0	112,3	0,06	112,2
April	0,0	63,9	0,03	63,9
Mai	0,0	73,3	0,03	73,3
Juni	0,0	90,9	0,03	90,9
Juli	0,0	112,2	0,04	112,2
August	0,0	130,1	0,04	130,0
September	0,0	122,2	0,03	122,2
Oktober	0,0	192,2	0,05	192,1
November	0,0	214,9	0,05	214,9
Dezember	0,0	193,1	0,04	193,1
Jahr 2014	0,0	1.445,9	0,51	1.445,4

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 8-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNe (Mio. Euro)
Januar	0,0	31,4	0,04	31,4
Februar	0,0	36,0	0,03	35,9
März	0,0	55,3	0,04	55,2
April	0,0	31,8	0,02	31,8
Mai	0,0	36,2	0,02	36,2
Juni	0,0	45,5	0,02	45,4
Juli	0,0	55,7	0,03	55,7
August	0,0	64,6	0,03	64,6
September	0,0	60,8	0,03	60,7
Oktober	0,0	96,1	0,04	96,0
November	0,0	106,7	0,04	106,6
Dezember	0,0	95,7	0,03	95,6
Jahr 2014	0,0	715,6	0,38	715,2

Quelle: Eigene Berechnungen.

8.5.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Vergütungszahlungen sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2015 und 2018 sind in Tabelle 8-12 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Da im Trend-Szenario auch mittelfristig ausschließlich über das Marktprämienmodell vermarktet wird, entstehen keine Zahlungen durch die Festpreisvergütung. Abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte steigt die Einspeisevergütung von 2,1 Mrd. € in 2015 auf 4,2 Mrd. € in 2018. Die vermiedenen Netzentgelte fallen lediglich für den Windpark Alpha Ventus an.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario liegt die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte aufgrund der Annahme höherer Erzeugungsmengen auf einem höheren Niveau. Die Einspeisevergütungszahlungen abzgl. der vermiedenen Netzentgelte steigen von 2,8 Mrd. € in 2015 auf 6 Mrd. € in 2018. Im unteren Szenario steigt die Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte im gleichen Zeitraum von 1,5 Mrd. € auf 2,8 Mrd. €.

TABELLE 8-12: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2018

	Jahr	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2015	0	2.076	0,45	2.076
	2016	0	2.936	0,46	2.935
	2017	0	3.817	0,45	3.816
	2018	0	4.185	0,45	4.185
Oberes Szenario	2015	0	2.780	0,51	2.780
	2016	0	4.010	0,51	4.010
	2017	0	5.160	0,51	5.160
	2018	0	6.039	0,51	6.038
Unteres Szenario	2015	0	1.500	0,38	1.500
	2016	0	1.753	0,38	1.752
	2017	0	2.384	0,38	2.383
	2018	0	2.779	0,38	2.778

Quelle: Eigene Berechnungen.

9 Photovoltaik (§§ 32 und 33 EEG)

9.1 Entwicklung bis 2012

Die in Tabelle 9-1 dargestellte Entwicklung des Zubaus, der installierten Leistung und der Stromeinspeisung von Photovoltaikanlagen zeigt ein enormes Wachstum dieser Technologie seit 2004. So hat sich der jährliche Zubau von lediglich 0,7 GW in 2004 auf mehr als 7,6 GW in 2012 deutlich erhöht. Insbesondere seit der EEG-Novellierung im Jahre 2009 hat sich der Zubau nochmals beträchtlich verstärkt. Ende 2012 waren insgesamt 32.389 MW installiert. Berücksichtigt sind hierbei alle netzgekoppelten Anlagen, also auch Anlagen, deren Strom unmittelbar vor Ort verbraucht wird (Eigenverbrauch). Die gesamte eingespeiste Strommenge in 2012 betrug 25,4 TWh.

Einer der wesentlichen Gründe für den massiven Zubau in den vergangenen Jahren war die nicht erwartete Kostendegression von PV-Anlagen. So hat sich der durchschnittliche Endkundenpreis für fertig installierte Aufdachanlagen bis 100 kW von 5.000 €/kW im 2. Quartal 2006 auf 1.698 €/kW im 2. Quartal 2013 vermindert.¹⁰⁴ Dadurch, dass die Kosten stets stärker gesunken sind als die Vergütungssätze, konnten in den vergangenen Jahren hohe Renditen mit Photovoltaikprojekten erwirtschaftet werden.

TABELLE 9-1: BISHERIGE ENTWICKLUNG VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND

	Einheit	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Leistungszubau ¹⁾	MW	650	916	838	1.244	1.958	4.518	6.988	7.231	7.604
Leistung zum Jahresende ¹⁾	MW	1.092	2.008	2.846	4.090	6.048	10.566	17.554	24.785	32.389
Stromeinspeisung pro Jahr ²⁾	GWh	557	1.282	2.220	3.075	4.420	6.578	11.683	19.340	25.393

¹⁾ Quelle: bis 2008: ÜNB (2013a), ab 2009: Bundesnetzagentur (2013)

²⁾ Quelle: EEG/KWK-G (2013a)

Die in Tabelle 9-1 dargestellte Leistungsentwicklung basiert bis einschließlich 2008 auf den von den ÜNB zur Verfügung gestellten Anlagenstammdaten.¹⁰⁵ Ab 2009 wurden die veröffentlichten PV-Meldedaten der Bundesnetzagentur¹⁰⁶ verwendet. Die Daten der ÜNB weisen für 2012 eine um 1307 MW niedrigere installierte Leistung im Vergleich zu den Daten der Bundesnetzagentur aus. Es ist zu vermuten, dass insbesondere zum Jahresende 2012 zugebaute Anlagen zwar bereits in 2012 bei der Bundesnetzagentur angemeldet, allerdings im selben Jahr noch nicht an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldet wurden.

¹⁰⁴ BSW (2013).

¹⁰⁵ ÜNB (2013a).

¹⁰⁶ Bundesnetzagentur (2013).

9.2 Prognose der installierten Leistung

Zur Prognose der installierten Leistung von Photovoltaik in Deutschland wurde zunächst eine Einteilung in 44 unterschiedliche Regionen vorgenommen. Auf Basis einer solchen Unterteilung lassen sich einerseits die regionalen Potenziale (ermittelte Dachflächenpotenziale) und zum anderen die regional unterschiedlichen Globalstrahlungsbedingungen und Volllaststunden berücksichtigen. Sowohl die für die Einspeisestruktur unterstellten stündlichen Globalstrahlungsganglinien als auch die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaik erfolgen im Rahmen dieser Prognose für diese 44 Regionen.

Die Entwicklung des Zubaus von Photovoltaikanlagen in den nächsten Jahren ist insbesondere von folgenden Einflussgrößen abhängig:

- Entwicklung der Systemkosten und Vergütungen für PV-Anlagen und der daraus resultierenden Renditen
- Entwicklung der möglichen Nutzung der Eigenverbrauchsoption sowie der Entwicklung der Strompreise für Endverbraucher (Kosteneinsparung in Form von vermiedenen Strombezugskosten durch Nutzung von Eigenverbrauch)
- Entwicklung der Flächenpotenziale für unterschiedliche Anlagengrößen

Es wird auch weiterhin erwartet, dass die Systemkosten für PV-Anlagen weiter sinken werden. Allerdings erfolgt durch die Einführung des atmenden Deckels für die Förderung der PV-Anlagen auch eine relativ hohe monatliche Degression der Vergütungssätze. Dadurch wurde der Druck auf weiter sinkende Kosten für alle Komponenten der PV-Anlage weiter erhöht. Zusätzlich wurde eine Vereinbarung zwischen der EU-Kommission und der chinesischen Handelskammer für die Ein- und Ausfuhr von Maschinen und Elektronikernzeugnissen (CCCME) in einer Selbstverpflichtung getroffen. Darin verpflichten sich die chinesischen Komponentenhersteller zu Mindesteinfuhrpreisen für Module, Wafer und Zellen. Somit entfallen für diejenigen Unternehmen Strafzölle, die dieser Vereinbarung zugestimmt haben. Diese Vereinbarung führt voraussichtlich zu weniger stark sinkenden Preisen für Anlagenkomponenten u.a. in Deutschland.

Da die Netzparität von PV-Anlagen bereits erreicht ist, wird die Nutzung des Eigenverbrauchs auch ohne zusätzliche Förderung im Rahmen des EEG zunehmend attraktiver. Durch eine möglichst starke Nutzung des Eigenverbrauchs können Anlagenbetreiber ihre Renditen weiter erhöhen. Ein weiterer Anreiz zur Nutzung des Eigenverbrauchs erfolgt im Rahmen der Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012. Durch das Marktintegrationsmodell werden bei Anlagen mit Inbetriebnahme ab April 2012 mit einer Leistung zwischen 10 und 1.000 kW lediglich 90 % der erzeugten Strommenge vergütet. Die Reduktion der vergüteten Strommenge gilt jedoch erst ab Januar 2014.

In Tabelle 9-2 ist die Entwicklung des Anteils derjenigen Neuanlagen dargestellt, die grundsätzlich die Eigenverbrauchsoption nutzen.¹⁰⁷ Dabei zeigt sich, dass sich der Anteil seit 2009 deutlich

¹⁰⁷ In der Tabelle dargestellt ist der jeweilige Anteil der Neuanlagen der angegebenen Inbetriebnahmejahre, die grundsätzlich die Eigenverbrauchsoption nutzen. Die „Ist“-Werte sind lediglich bis 2011 verfügbar, da ab April

erhöht hat. So haben in 2011 bereits 69 % der Neuanlagen der Anlagenklasse <10 kW und 44 % der Anlagenklasse 10 bis 40 kW ihren Strom teilweise selbst verbraucht. Auch für größere Dachanlagen hat sich der Anteil deutlich erhöht. Für die Zukunft ist zu erwarten, dass sich der Anteil derjenigen Anlagen, die ihren erzeugten Strom teilweise selbst nutzen, weiter erhöhen wird. Es wird erwartet, dass der überwiegende Teil der neu errichteten Dachanlagen mit einer Leistung kleiner 1.000 kW die Eigenverbrauchsoption nutzen wird. Für Neuanlagen mit einer Leistung über 1.000 kW wird ein Anteil von 2 % unterstellt. Es wird unterstellt, dass auch zukünftig nicht alle Anlagen Eigenverbrauch nutzen werden, da entweder keine technische Möglichkeit für Eigenverbrauch besteht oder sich die Betreiber vor dem Aufwand und den Kosten für die Einrichtung scheuen. Für die zukünftigen Jahre wird unterstellt, dass die jeweiligen Anteile konstant bleiben. Die unterstellten Anteile gelten nur solange, wie die PV gefördert wird. Sobald die Förderung aufgrund des Erreichens des im EEG vorgesehenen Zubaudeckels von 52 GW erreicht ist, werden voraussichtlich alle zukünftigen Anlagen einen Teil ihres Stroms selbst verbrauchen.¹⁰⁸

TABELLE 9-2: ENTWICKLUNG UND PROGNOSE DES ANTEILS DER NUTZUNG DER EIGENVERBRAUCHSOPTION VON PHOTOVOLTAIK

Leistungsklasse	Ist				Prognose (bei Förderung der PV)					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
< 10 kW	7%	23%	69%	85%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
10 kW bis 40 kW	3%	10%	44%	70%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
40 kW bis 1000 kW	0%	2%	15%	40%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
> 1000 kW	0%	0%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Quelle: bis 2011: ÜNB (2013a); ab 2012: Eigene Berechnungen

Die Entwicklung des durchschnittlich genutzten Eigenverbrauchsanteils derjenigen Anlagen, die die Eigenverbrauchsoption grundsätzlich nutzen, ist für die vergangenen Jahre sowie die Prognose bis 2018 in Tabelle 9-3 dargestellt. Demnach hat sich der Eigenverbrauchsanteil in allen Leistungsklassen für neu in Betrieb genommene PV-Anlagen in den vergangenen Jahren erhöht. Für die Prognose bis 2018 wird davon ausgegangen, dass der jeweilige Anteil nahezu auf dem Niveau von 2011 verbleiben wird. Auch hier ist zu beachten, dass die unterstellten Anteile nur solange gelten, wie die PV gefördert wird. Sobald die Förderung aufgrund des Erreichens des im EEG vorgesehenen Zubaudeckels von 52 GW erreicht ist, wird erwartet, dass die PV-Anlagen insgesamt kleiner dimensioniert werden und damit der durchschnittliche Eigenverbrauchsanteil erhöht wird.

2012 aus den EEG-Anlagendaten aufgrund des Wegfalls der Eigenverbrauchsvergütung keine Informationen mehr zur Nutzung des Eigenverbrauchs einzelner Anlagen ermittelt werden können.

¹⁰⁸ Sobald Anlagen aufgrund des Erreichens des Förderdeckels keine Förderung mehr erhalten, werden die eingespeisten Erzeugungsmengen der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Eigenverbraachte Strommengen werden dann weiterhin dem Eigenverbrauch zugeordnet.

TABELLE 9-3: ENTWICKLUNG UND PROGNOSE DES DURCHSCHNITTLICHEN ANTEILS DES EIGENVERBRAUCHS JE ANLAGENGRÖÖE VON PHOTOVOLTAIK

Leistungsklasse	Ist			Prognose (bei Förderung der PV)						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
< 10 kW	23%	24%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
10 kW bis 40 kW	21%	24%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
40 kW bis 1000 kW	10%	38%	41%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
> 1000 kW	0%	0%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%

Quelle: bis 2011: ÜNB (2013a); ab 2012: Eigene Berechnungen

Eine weitere Steigerung des Eigenverbrauchsanteils ist zunächst nicht in Sicht, da zum einen die Vergütungen im Rahmen des EEG dazu führen, dass die PV-Anlage möglichst erzeugungsmaximierend dimensioniert wird.¹⁰⁹ Zum anderen sind derzeit noch keine wirtschaftlich attraktiven Stromspeicherkonzepte für PV-Anlagen auf dem Markt, womit der Eigenverbrauchsanteil ebenfalls erhöht werden könnte.¹¹⁰

Neben den bereits erläuterten Annahmen wird für die Prognose des Zubaus von Photovoltaikanlagen zusätzlich die Zubaustruktur der vergangenen Jahre nach Anlagengrößen ausgewertet und darauf basierend eine eigene Abschätzung für die zukünftige Entwicklung abgeleitet. Tabelle 9-4 zeigt die historische Entwicklung des Anteils der einzelnen Leistungsklassen am jährlichen Gesamtzubau für die Jahre 2009 bis 2012. Für 2013 wurden die Anlagendaten der Bundesnetzagentur¹¹¹ bis einschließlich August ausgewertet. Im Rahmen der Prognose bis 2018 wird angenommen, dass 20 % der Neuanlagen eine installierte Leistung von kleiner 10 kW, 20 % eine Leistung von 10 bis 40 kW, 30 % eine Leistung von 40 bis 1.000 kW und 30 % eine Leistung größer 1.000 kW aufweisen werden. Dies gilt jedoch nur solange, wie die PV im Rahmen des EEG gefördert wird. Sobald die Förderung eingestellt wird ist zu erwarten, dass insbesondere diejenigen PV-Anlagen und Standorte noch zugebaut werden, die einen hohen Eigenverbrauchsanteil erreichen können.

¹⁰⁹ Durch eine kleinere Dimensionierung der PV-Anlage könnte der Eigenverbrauchsanteil erhöht werden. Die Höhe der Vergütungssätze für eingespeisten PV-Strom setzt jedoch Anreize, die verfügbare Fläche mit einer möglichst hohen Leistung auszustatten. Sobald die Förderung des eingespeisten Stroms wegfällt, ist eine kleinere Dimensionierung der Anlagen zu erwarten.

¹¹⁰ Es sind zwar bereits Stromspeicher auch für bspw. private Haushalte auf dem Markt erhältlich. Trotz zusätzlicher Förderung dieser Speicher sind diese jedoch noch nicht wirtschaftlich.

¹¹¹ Bundesnetzagentur (2013).

TABELLE 9-4: ENTWICKLUNG UND PROGNOSE DES ANTEILS DES ZUBAUS VON PHOTOVOLTAIK NACH ANLAGENGRÖßE

Leistungsklasse	Ist				Prognose (bei Förderung der PV)					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
< 10 kW	12%	9%	10%	9%	17%	20%	20%	20%	20%	20%
10 kW bis 40 kW	38%	32%	25%	16%	17%	20%	20%	20%	20%	20%
40 kW bis 1000 kW	32%	40%	34%	33%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
> 1000 kW	17%	19%	31%	42%	36%	30%	30%	30%	30%	30%

Quelle: bis 2012: ÜNB (2013a), Bundesnetzagentur (2013); ab 2013: Eigene Berechnungen

Um den Zubau von PV-Anlagen in Deutschland in den nächsten Jahren abschätzen zu können, wurde auf Basis der bereits dargestellten Annahmen die mögliche Renditeentwicklung einzelner Leistungsklassen bis 2018 analysiert. Dazu wurde zunächst der Zusammenhang der Rendite und des Zubaus an PV-Anlagen für die Jahre ab 2009 untersucht. Dabei hat sich ein eindeutiger Zusammenhang zwischen Rendite und Höhe des Zubaus gezeigt. Dieser Zusammenhang dient als Grundlage für die Prognose des Zubaus bis 2018.¹¹²

Für die Jahresprognose bis 2014 und die Mittelfristprognose bis 2018 wurden in Ergänzung zu den bereits beschriebenen Auswertungen folgende Informationsquellen bzw. Auswertungen herangezogen:

- Rahmenbedingungen des aktuellen EEG und Zubauentwicklung der vergangenen Jahre: Es wurde eine statistische Auswertung der EEG-Stammdaten vorgenommen.
- Prognosen veröffentlichter Studien: Hierbei wurden insbesondere der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien sowie die BMU-Leitstudie berücksichtigt.
- Experteninterview mit dem Bundesverband Solarwirtschaft.¹¹³
- Diverse Pressemitteilungen und Zeitungsartikel.

9.2.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung Ende 2014 sind in Tabelle 9-5 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Im Trend-Szenario wird für 2013 ein Zubau von knapp 3,9 GW prognostiziert. Damit halbiert sich gegenüber 2012 der Zubau nahezu aufgrund der deutlich sinkenden Vergütungssätze und des abnehmenden Preisverfalls für PV-Anlagen. Bereits bis Ende August 2013 wurden Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 2,4 GW zugebaut. Für 2014 wird mit rund 4 GW ein nahezu konstantes Zubauniveau angenom-

¹¹² Die Methodik zur Bestimmung des PV-Zubaus unter Berücksichtigung des Zusammenhangs der historischen Rendite- und Zubauentwicklung ist in Abschnitt Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. dargestellt.

¹¹³ Tepper, M. (2013).

men, so dass sich Ende 2014 eine installierte PV-Gesamtkapazität von rund 40 GW ergibt.

- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird sowohl für 2013 als auch für 2014 ein im Vergleich zum Trend-Szenario höherer Zubau unterstellt. Dabei wird insbesondere davon ausgegangen, dass die Systempreise für PV-Anlagen gegenüber dem Trend-Szenario stärker sinken werden. Umgekehrt wird im unteren Szenario erwartet, dass die Systempreise vergleichsweise langsam sinken. Insgesamt ergibt sich somit eine Bandbreite für den jährlichen Zubau zwischen rund 3,6 und 4,3 GW in 2013 und 3,1 und 5,4 GW in 2014.

TABELLE 9-5: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON PHOTOVOLTAIK BIS 2014

		Einheit	2012 (Ist)	2013	2014
Trend-Szenario	Zubau	MW	7.604	3.899	3.958
	Leistung zum Jahresende	MW	32.388	36.287	40.244
Oberes Szenario	Zubau	MW	7.604	4.302	5.407
	Leistung zum Jahresende	MW	32.388	36.690	42.096
Unteres Szenario	Zubau	MW	7.604	3.596	3.128
	Leistung zum Jahresende	MW	32.388	35.984	39.112

Quelle: Daten für 2012: ÜNB(2013a), Bundesnetzagentur (2013); Daten für 2013/2014: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostiziert die BMU-Leitstudie¹¹⁴ einen jährlichen Zubau von PV-Anlagen in Höhe von rund 3,4 GW (2013) und 3,2 GW (2014). Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung¹¹⁵ von einem jährlichen Zubau von 3,5 GW für die Jahre 2013 und 2014 aus. Der Bundesverband Solarwirtschaft geht in seinen Zubauerwartungen für das Jahr 2013 von 3 bis 4 GW aus. Für das Jahr 2014 wird mit 1,5 bis 3 GW ein rückläufiger Zubau für Photovoltaik prognostiziert.¹¹⁶

9.2.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 9-6 zeigt die Prognosen der Entwicklung des jährlichen Zubaus sowie der installierten Leistung zum Jahresende zwischen 2015 und 2018. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Bis 2017 wird ein sinkender jährlicher Zubau prognostiziert. Es wird erwartet, dass durch den atmenden Deckel kurz- bis mittelfristig die Vergütungssätze etwas schneller sinken als die Kosten. Der Zubau sinkt bis auf 2,5 GW in 2017. Das im EEG definierte Gesamtausbauziel von 52 GW wird im Trend-Szenario im Herbst 2018 er-

¹¹⁴ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

¹¹⁵ Bundesregierung (2010).

¹¹⁶ Tepper, M. (2013).

reicht. Da nach Erreichen des Ausbauziels die Förderung von PV eingestellt werden soll, ist eine Zubau-Endrallye zu erwarten. Investoren werden versuchen kurz vor absehbarem Ende der Förderung noch PV-Anlagen zuzubauen um noch eine Förderung zu erhalten. Daher wird prognostiziert, dass der Zubau in 2018 nochmals auf rund 4,4 GW ansteigen wird. Die insgesamt installierte PV-Leistung Ende 2018 erreicht dann knapp 52,9 GW. Somit liegt die installierte Leistung Ende des Jahres 2018 oberhalb des Ausbauziels von 52 GW. Begründet wird dies damit, dass erst in dem zweiten Monat nach Erreichen einer installierten Leistung von 52 GW keine Vergütung mehr erfolgt. Nach Beendigung der Förderung erfolgt bis Ende 2018 noch ein weiterer Zubau, der dann bereits aus wirtschaftlichen Erwägungen erfolgt. Es ist zu erwarten, dass die PV-Anlagen kleiner dimensioniert werden um somit eine höhere Eigenverbrauchsquote erreicht werden kann.

- Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird im Vergleich zum Trend-Szenario ein insgesamt höheres Zubauniveau angenommen. Es wird erwartet, dass die Anlagenpreise nochmals stärker sinken werden und die Investitionsbedingungen insgesamt attraktiver sind. Hier wird das Gesamtausbauziel von 52 GW bereits im Frühjahr 2017 erreicht. Daher wird erwartet, dass die Zubau-Endrallye bereits im Jahr 2016 beginnt. Nach Auslaufen der Förderung wird analog zum Trend-Szenario ein weiterer Zubau prognostiziert. Durch günstige Investitionsbedingungen und durch Optimierung des Eigenverbrauchs wird für 2018 ein weiterer wirtschaftlich betriebener Zubau von knapp 5 GW erwartet. Bis 2018 wird prognostiziert, dass im oberen Szenario rund 61 GW PV-Leistung installiert sein wird. Im unteren Szenario wird hingegen unterstellt, dass sich die Investitionsbedingungen für PV-Anlagen in den nächsten Jahren weniger günstig entwickeln werden als in den anderen beiden Szenarien. Der jährliche Zubau liegt demnach ab 2016 bei weniger als 2 GW. Die installierte Kapazität in 2018 liegt bei 47,5 GW und damit deutlich niedriger als das Gesamtausbauziel von 52 GW.

TABELLE 9-6: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON PHOTOVOLTAIK BIS 2018

		Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Zubau	MW	3.136	2.642	2.460	4.368
	Leistung zum Jahresende	MW	43.381	46.023	48.483	52.851
Oberes Szenario	Zubau	MW	5.387	5.538	4.685	4.965
	Leistung zum Jahresende	MW	45.631	51.169	55.854	60.819
Unteres Szenario	Zubau	MW	2.214	1.846	1.651	1.534
	Leistung zum Jahresende	MW	42.459	44.305	45.955	47.489

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich prognostiziert die BMU-Leitstudie¹¹⁷ eine installierte Kapazität von 47,5 GW in 2018. Im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Erneuerbare Energien geht die Bundesregierung¹¹⁸ von einer installierten Leistung von 44,8 GW aus.

9.3 Prognose der Volllaststunden und der Stromerzeugung

Da die Volllaststunden von Photovoltaik jährlich deutlichen Schwankungen unterworfen sind, wird im Rahmen der Prognose zunächst ein typisches Globalstrahlungsjahr definiert. Entsprechend Veröffentlichungen des Deutschen Wetterdienstes¹¹⁹ lag die Summe der Globalstrahlung in 2011 im landesweiten Durchschnitt ca. 7 % über dem langjährigen Mittel. Daher wurden die von den ÜNB zur Verfügung gestellten Bewegungsdaten des Jahres 2012¹²⁰ an diesem definierten typischen Globalstrahlungsjahr ausgerichtet.

Zusätzlich wurde für alle PV-Anlagen eine jährliche Degradation bzw. eine Leistungsminderung der Module von 0,3 % angenommen.

Für Neuanlagen werden die durchschnittlichen anlagenindividuellen Volllaststunden aus 2011 je Regelzone als Basis unterstellt, jedoch lediglich der ab 2010 in Betrieb genommenen Anlagen. Somit kann berücksichtigt werden, dass neuere Anlagen tendenziell eine höhere Auslastung aufweisen. Diese Volllaststunden werden dann wiederum mit dem ermittelten Faktor auf das „Normaljahr“ skaliert.

Für das Jahr 2014 ergeben sich somit Volllaststunden für Neuanlagen zwischen 980 und 1.035. Für die Folgejahre wird unterstellt, dass die Volllaststunden für Neuanlagen aufgrund technologischen Fortschritts jährlich um 5 Stunden ansteigen werden.

Die monatliche Verteilung der Volllaststunden basiert grundsätzlich auf öffentlich zugänglichen Globalstrahlungsganglinien.¹²¹ Für jede der berücksichtigten 44 Regionen wurde eine Einspeiseganglinie errechnet.

Die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Erzeugung wird im Rahmen des oberen und unteren Szenarios abgebildet. Für das obere Szenario wird unterstellt, dass die unterstellten Volllaststunden der einzelnen Regionen um 10 % höher liegen als im Trend-Szenario. Für das untere Szenario wird angenommen, dass die Volllaststunden gegenüber dem Trend-Szenario um 8 % niedriger liegen. Die zugrunde gelegten Abweichungen vom Trend-Szenario basieren auf einer Auswertung der vom Deutschen Wetterdienst veröffentlichten Globalstrahlungsdaten der vergangenen Jahre.

¹¹⁷ DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012).

¹¹⁸ Bundesregierung (2010).

¹¹⁹ DWD (2012).

¹²⁰ ÜNB (2013a).

¹²¹ JRC (2012).

9.3.1 Prognose 2014

Die Prognosen der Entwicklung der monatlichen Volllaststunden und Stromerzeugung sind in Tabelle 9-7 dargestellt. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Dabei sind auch die eigenverbrauchten Strommengen berücksichtigt. Für die monatliche Zubaustuktur wird unterstellt, dass es zukünftig keine Jahresendrallyes geben wird, da die Vergütung in Zukunft monatlich abgesenkt wird.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Es zeigt sich eine sehr deutliche saisonale Struktur der Volllaststunden mit deutlich höheren Werten in den Sommermonaten. Für das Jahr 2014 ergibt sich somit insgesamt eine Einspeisung aus Photovoltaikanlagen von rund 36,6 TWh.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Die Bandbreite der photovoltaischen Stromerzeugung liegt für 2014 demnach zwischen 33,0 und 41,6 TWh.

TABELLE 9-7: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND IN 2014

		Einheit	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Leistung Monatsende	MW	36.661	37.028	37.387	37.739	38.085	38.423	38.751	39.069	39.378	39.679	39.970	40.244	40.244
	Volllaststunden	h	17	43	74	104	142	153	141	113	79	46	23	17	952
	Stromerzeugung	GWh	610	1.575	2.769	3.925	5.402	5.897	5.479	4.423	3.120	1.828	900	666	36.595
Oberes Szenario	Leistung Monatsende	MW	37.160	37.628	38.094	38.557	39.016	39.470	39.920	40.365	40.805	41.240	41.671	42.096	42.096
	Volllaststunden	h	18	47	82	115	157	170	156	125	88	51	25	18	1.052
	Stromerzeugung	GWh	683	1.769	3.119	4.435	6.121	6.703	6.245	5.054	3.577	2.101	1.036	770	41.612
Unteres Szenario	Leistung Monatsende	MW	36.331	36.660	36.976	37.277	37.555	37.816	38.065	38.302	38.521	38.727	38.924	39.112	39.112
	Volllaststunden	h	15	39	68	95	130	141	130	104	73	42	21	15	873
	Stromerzeugung	GWh	555	1.431	2.513	3.557	4.888	5.323	4.938	3.979	2.800	1.638	805	595	33.021

Quelle: Eigene Berechnungen.

9.3.2 Mittelfristprognose bis 2018

Tabelle 9-8 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden und Stromerzeugung zwischen 2015 und 2018. Die Stromerzeugung ergibt sich aus dem Produkt der Leistung zum Monatsende und den jeweiligen Volllaststunden. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien werden wie folgt begründet:

- **Trend-Szenario:** Bei nahezu konstanten Volllaststunden erhöht sich die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen aufgrund des ansteigenden Zubaus von 40,0 TWh in 2015 auf 48,3 TWh in 2018. Die sehr moderat schwankenden landesweiten Volllaststunden ergeben sich zum einen dadurch, dass je nach Potenzial regional unterschiedlich zugebaut wird und für die einzelnen Regionen unterschiedliche Volllaststunden hinterlegt sind. Zum anderen führen die Degradation zu einer Verminderung und das Schaltjahr 2016 wiederum zu einer Erhöhung der Volllaststunden.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario wird neben einem höheren monatlichen Zubau auch eine höhere monatliche Auslastung unterstellt. Umgekehrt gilt dies analog für das untere Szenario. Folglich steigt die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen zwischen 2015 und 2018 von 45,4 TWh auf 62,0 TWh im oberen Szenario und von 36,3 TWh auf 40,9 TWh im unteren Szenario.

TABELLE 9-8: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Jahr	Leistung zum Jahresende	Volllaststunden	Stromerzeugung
		(MW)	(h)	(GWh)
Trend Szenario	2015	43.381	953	39.996
	2016	46.023	955	42.794
	2017	48.483	954	45.150
	2018	52.851	955	48.291
Oberes Szenario	2015	45.631	1.054	45.354
	2016	51.169	1.058	51.152
	2017	55.854	1.059	56.964
	2018	60.819	1.061	62.000
Unteres Szenario	2015	42.459	874	36.260
	2016	44.305	875	38.039
	2017	45.955	874	39.497
	2018	47.489	874	40.869

Quelle: Eigene Berechnungen.

9.4 Prognose der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen

Die Berechnung der Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen (Festpreisvergütung, Marktprämie, Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung) erfolgt wie in Kapitel 2.4 dargestellt auf Basis eines Optimierungsmodells. Im Rahmen dieser Modellierung können sich die EEG geförderten Anlagen monatlich entscheiden, welche Vermarktungsform für sie am attraktivsten ist. Dies erfolgt unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Rahmenbedingungen, die ebenfalls in Kapitel 2.4 dargestellt und erläutert sind. Als wesentliche Einflussgrößen für Photovoltaik sind folgende Annahmen hinterlegt:

- Vermarktungskosten in der in Tabelle 9-9 dargestellten Höhe bei Inanspruchnahme der Marktprämie, des Grünstromprivilegs oder der sonstigen Direktvermarktung.¹²² Durch die vergleichsweise niedrigen Vermarktungskosten im oberen Szenario soll eine möglichst hohe Inanspruchnahme der Marktprämie und damit möglichst hohe Vergütungszahlungen abgebildet werden. Umgekehrt sollen durch die vergleichsweise hohen Vermarktungskosten im unteren Szenario eine möglichst geringe Inanspruchnahme und damit möglichst niedrige Vergütungszahlungen berücksichtigt werden.
- Managementprämie in der in Tabelle 9-9 dargestellten Höhe. Im Rahmen der Prognose wird unterstellt, dass in 2014 50 % der in die Marktprämie optierenden PV-Anlagen über eine Fernsteuerung verfügen und ab 2015 bereits 100 %.
- Zusätzliche Erlösmöglichkeit (zusätzlich zum Erlös auf dem Strommarkt) in der in Tabelle 9-9 dargestellten Höhe bei Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Strompreis in Höhe der in Kapitel 2 dargestellten Höhe
- Fixierung kleiner PV-Anlagen in der Festpreisvergütung, da davon ausgegangen wird, dass insbesondere kleine und mittelgroße PV-Anlagen für Direktvermarkter nicht ausreichend attraktiv sind. Weitere Fixierungen bspw. im Grünstromprivileg erfolgen nicht.
- In der sonstigen Direktvermarktung wird die eingespeiste Strommenge derjenigen Anlagen berücksichtigt, die keine Förderung mehr erhalten aber trotzdem nach Erreichen des Gesamtausbauziels zugebaut werden.¹²³

¹²² Die Höhe der tatsächlichen Vermarktungskosten kann je nach Anlagenportfolio und Anlagenstandort sehr unterschiedlich sein. Diese Unsicherheit wird im Rahmen der Szenarien berücksichtigt. In Gesprächen mit unterschiedlichen Direktvermarktern wurde das Niveau grundsätzlich als realistisch eingeschätzt.

¹²³ Der Eigenverbrauch derjenigen Anlagen, die aufgrund des Erreichens des Förderdeckels nicht mehr gefördert werden, wird dem Eigenverbrauch zugeordnet und nicht der sonstigen Direktvermarktung.

TABELLE 9-9: ANNAHMEN ZU KOSTEN UND ERLÖSEN VON VERMARKTUNGSOPTIONEN BZGL. PHOTOVOLTAIK

		Einheit	2014	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	5,0	4,8	4,7	4,6	4,5
	Managementprämie	€/MWh	5,3	5,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
oberes Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0
	Managementprämie	€/MWh	5,3	5,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
unteres Szenario	Vermarktungskosten	€/MWh	5,5	5,3	5,2	5,1	5,0
	Managementprämie	€/MWh	5,3	5,0	5,0	5,0	5,0
	zusätzliche Erlösmöglichkeit bei Vermarktung über Grünstromprivileg	€/MWh	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Berücksichtigung der genannten Rahmenbedingungen erfolgt im Modell eine monatliche Optimierung bzgl. der Inanspruchnahme der einzelnen Vermarktungsoptionen.

9.4.1 Prognose 2014

In Tabelle 9-10 sind die ermittelten monatlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für das Jahr 2014 dargestellt. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- **Trend-Szenario:** Der überwiegende Teil der Anlagen wird auch 2014 in der Festpreisvergütung verbleiben, da sich der Aufwand einer Direktvermarktung für die meisten Anlagen nicht lohnen wird. Jedoch wird davon ausgegangen, dass sich der Anteil derjenigen Anlagen, die ins Marktprämienmodell optieren, in 2014 weiter erhöhen wird. Unter Berücksichtigung einer monatlichen Optimierung ergibt sich für 2014 eine Inanspruchnahme des Marktprämienmodells in Höhe von rund 9 %. Dies sind insbesondere große Dach- und Freiflächenanlagen, für die sich aufgrund ihrer Größe der Aufwand einer Direktvermarktung lohnt. Der Anteil des PV-Eigenverbrauchs an der gesamten PV-Stromerzeugung steigt in 2014 auf rund 8 %.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren im Wesentlichen durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden bzw. des höheren/geringeren Zubaus. Außerdem ist die jeweilige Vermarktungsmenge abhängig von der jeweiligen monatlichen Inanspruchnahme der Vermarktungsoptionen in den jeweiligen Szenarien.

TABELLE 9-10: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND IN 2014

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	Jan	Feb	März	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr 2014
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	501	1.293	2.208	3.123	4.275	4.647	4.303	3.492	2.448	1.449	716	533	28.988
	Marktprämie	GWh	68	173	365	516	727	798	752	582	420	230	110	78	4.819
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	558	1.439	2.472	3.501	4.795	5.216	4.859	3.936	2.772	1.637	815	603	32.604
	Marktprämie	GWh	78	202	415	593	846	941	870	692	494	280	130	97	5.641
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	458	1.182	2.023	2.853	3.947	4.253	3.941	3.252	2.261	1.316	652	482	26.621
	Marktprämie	GWh	60	153	317	452	591	676	627	424	321	194	91	65	3.972

Quelle: Eigene Berechnungen.

9.4.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Prognose der jährlichen Erzeugungsmengen der einzelnen Vermarktungsoptionen für den Zeitraum zwischen 2015 und 2018 ist in Tabelle 9-11 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien lassen sich wie folgt begründen:

- Trend-Szenario:** Auch mittelfristig wird der Großteil der Erzeugung aus Photovoltaikanlagen in der Festpreisvergütung vermarktet. Bis 2018 steigt die Erzeugungsmenge in dieser Vermarktungsform auf 35,6 TWh. Die Inanspruchnahme der Marktprämie steigt zwischen 2015 und 2018 von 4,8 TWh auf 6,9 TWh. Insbesondere große Dach- und Freiflächenanlagen optieren in das Marktprämienmodell, da sich hier aufgrund ihrer Größe der Aufwand einer Direktvermarktung lohnt. In der sonstigen Direktvermarktung sind diejenigen Strommengen berücksichtigt, die keine Förderung mehr erhalten, aber trotzdem nach Erreichen des Gesamtausbauziels zugebaut werden (ohne eigenverbrauchte Mengen dieser Anlagen). Diese Menge beträgt in 2018 lediglich 3 GWh, da erst ab Dezember 2018 keine Förderung mehr erfolgt. Die insgesamt eigenverbrauchten Strommengen steigen von rund 3,7 TWh in 2015 auf rund 5,9 TWh in 2018 an. Der Anteil des Eigenverbrauchs an der gesamten PV-Stromerzeugung steigt von 9 % in 2015 auf 12 % in 2018. Der Anstieg des Eigenverbrauchsanteils und damit die zunehmende Bedeutung des Eigenverbrauchs liegt insbesondere an dem steigenden Anteil von zugebauten PV-Anlagen in den letzten Jahren, die ihren Strom teilweise selbst verbrauchen.
- Oberes/Unteres Szenario:** Im oberen Szenario liegt der Anteil der Inanspruchnahme des Marktprämienmodells aufgrund der unterstellten geringeren Vermarktungskosten im Vergleich zum Trend-Szenario höher. Die nicht mehr geförderten Strommengen in der sonstigen Direktvermarktung (ohne eigenverbrauchte Mengen dieser Anlagen) zei-

gen sich bereits in 2017 und steigen bis 2018 auf 4,8 TWh. Im unteren Szenario zeigt sich eine deutlich geringere Attraktivität des Marktprämienmodells. Dies liegt insbesondere an den vergleichsweise hohen Vermarktungskosten in diesem Szenario. Da im unteren Szenario der Förderdeckel von 52 GW nicht erreicht wird, erfolgt keine Zuordnung zur sonstigen Direktvermarktung.

TABELLE 9-11: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER INANSPRUCHNAHME DER VERMARKTUNGSOPTIONEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND BIS 2018

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	GWh	31505	32908	34018	35553
	Marktprämie	GWh	4817	5455	6046	6863
	sonstige Direktvermarktung	GWh	0	0	0	3
Oberes Szenario	Festpreisvergütung	GWh	34667	37603	39943	39826
	Marktprämie	GWh	6371	7835	9114	9161
	sonstige Direktvermarktung	GWh	0	0	834	4845
Unteres Szenario	Festpreisvergütung	GWh	29973	30890	31559	32134
	Marktprämie	GWh	2987	3277	3566	3903
	sonstige Direktvermarktung	GWh	0	0	0	0

Quelle: Eigene Berechnungen.

9.5 Prognose der Vergütungszahlungen

Die Berechnung der Vergütungszahlungen für EEG-Bestandsanlagen erfolgt über die von den ÜNB bereit gestellten Bewegungsdaten der EEG-Anlagen des Jahres 2012.¹²⁴

Zur Bestimmung der Vergütungssätze für Neuanlagen wurde die in Tabelle 9-4 dargestellte Zubaustuktur berücksichtigt. Die durchschnittlichen mengengewichteten Vergütungssätze für Neuanlagen sind in Tabelle 9-12 dargestellt. Demnach liegen diese in 2014 im Trend-Szenario bei 11,14 €-ct./kWh, im oberen Szenario bei 10,94 €-ct./kWh und im unteren Szenario bei 11,18 €-ct./kWh. Die szenarienspezifischen Vergütungssätze ergeben sich aufgrund des atmenden Deckels im Rahmen des EEG, bei der mit zunehmendem Zubau die Vergütungsdegression ansteigt. Die Bandbreite der Vergütungssätze liegen in 2014 im Trend-Szenario je nach Leistungs-kategorie und Inbetriebnahmemonat zwischen 8,2 €-ct./kWh und 13,8 €-ct./kWh. Bis 2018 sinkt

¹²⁴ ÜNB (2013a).

die Bandbreite der Vergütungssätze im Trend-Szenario je nach Leistungsklasse und Inbetriebnahmemonat auf 5,1 €-ct./kWh bis 8,0 €-ct./kWh. Im oberen Szenario erfolgt in 2018 aufgrund des dann bereits erreichten Förderdeckels keine Förderung mehr.

TABELLE 9-12: ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTLICHEN EEG-VERGÜTUNGSSÄTZE FÜR PHOTOVOLTAIK

Szenario	Vermarktungsart	Einheit	2014	2015	2016	2017	2018
Trend-Szenario	Festpreisvergütung	€-ct./kWh	11,14	9,45	8,26	7,23	6,38
oberes Szenario	Festpreisvergütung	€-ct./kWh	10,94	9,07	7,24	6,30	-
unteres Szenario	Festpreisvergütung	€-ct./kWh	11,18	9,74	8,92	8,36	7,74

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die gesamten Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ergeben sich somit aus den individuellen Vergütungszahlungen aller in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen sowie aller Vergütungszahlungen zusätzlich in Betrieb genommener Anlagen, sofern diese in der Festpreisvergütung verbleiben.

Die zu zahlenden Marktprämien ergeben sich aus den individuellen Festpreisvergütungssätzen abzgl. des energieträgerspezifischen Marktwerts zzgl. der Zahlungen für die Managementprämie.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte fallen nach § 35 Abs. 2 EEG i. V. m. § 18 StromNEV für die Strommengen in der Festpreisvergütung, der Marktprämie und den Grünstrommengen an und sind an die ÜNB auszuführen bzw. zu saldieren. Im Rahmen der Prognose wurden für die Bestandsanlagen die individuellen vermiedenen Netznutzungsentgelte des Jahres 2012 unterstellt. Für Neuanlagen wurden die durchschnittlichen vermiedenen Netznutzungsentgelte der Bestandsanlagen der jeweiligen Regelzonen für 2012 angesetzt.

Zusätzlich fallen bei der Photovoltaik zu zahlende Eigenverbrauchsvergütungen an. Da der Eigenverbrauch seit 01. April 2012 nicht mehr vergütet wird, werden hier nur Anlagen berücksichtigt, die vor diesem Datum in Betrieb genommen wurden und tatsächlich Vergütungszahlungen für den Eigenverbrauch erhalten.

9.5.1 Prognose 2014

In den folgenden Tabellen sind die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte und die Vergütungen für den Eigenverbrauch für die einzelnen Szenarien für das Jahr 2014 monatlich dargestellt. Die Einspeisevergütung ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen und der Marktprämienzahlungen abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte und zzgl. der Eigenverbrauchsvergütungen.

Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Da der überwiegende Teil der PV-Anlagen in der Festpreisvergütung verbleibt, sind auch die dort anfallenden Vergütungen gegenüber der Marktprämienzahlungen deutlich höher. Die Einspeisevergütungen bestehend aus der Festpreisvergütung, der Marktprämie und der Eigenverbrauchsvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte saldieren sich in 2014 auf rund 10,4 Mrd. €.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die Unterschiede im oberen und unteren Szenario resultieren insbesondere durch die höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen aufgrund der höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Im oberen Szenario ergibt sich für 2014 eine Einspeisevergütung bestehend aus der Festpreisvergütung, der Marktprämie und der Eigenverbrauchsvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte von rund 11,5 Mrd. €. Im unteren Szenario summieren sich die Einspeisevergütungen nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte in 2014 auf insgesamt knapp 9,5 Mrd. €.

TABELLE 9-13: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM TREND-SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	zu zahlende Eigenverbrauchsvergütung (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	169,7	11,9	2,9	2,3	181,0
Februar	436,6	30,6	7,5	5,8	465,4
März	741,1	64,2	13,2	9,9	801,9
April	1.040,4	88,4	18,8	13,9	1.124,0
Mai	1.417,1	124,3	25,9	18,8	1.534,3
Juni	1.529,4	136,3	28,1	20,5	1.658,0
Juli	1.421,8	127,0	26,0	18,7	1.541,4
August	1.151,5	98,5	21,0	15,2	1.244,2
September	803,8	66,6	14,7	10,7	866,3
Oktober	473,0	37,5	8,6	6,2	508,0
November	236,5	17,2	4,2	3,0	252,5
Dezember	173,5	12,5	3,1	2,2	185,2
Jahr 2014	9.594,6	814,9	174,2	127,1	10.362,4

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 9-14: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM OBEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	zu zahlende Eigenverbrauchsvergütung (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	188,0	13,6	3,3	2,5	200,8
Februar	483,6	35,3	8,4	6,4	516,8
März	822,7	73,3	14,9	10,9	891,9
April	1.155,3	101,4	21,1	15,4	1.250,8
Mai	1.573,6	143,6	29,2	20,7	1.708,7
Juni	1.698,3	159,0	31,8	22,6	1.848,1
Juli	1.582,3	146,2	29,5	20,7	1.719,6
August	1.280,2	115,1	23,8	16,7	1.388,3
September	895,2	77,1	16,8	11,8	967,3
Oktober	525,9	44,3	9,8	6,8	567,2
November	263,7	19,8	4,8	3,3	282,0
Dezember	193,1	14,9	3,6	2,5	206,9
Jahr 2014	10.661,9	943,6	197,1	140,1	11.548,6

Quelle: Eigene Berechnungen.

TABELLE 9-15: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND IN 2014 IM UNTEREN SZENARIO

Monat	Festpreisvergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (vNNE) (Mio. Euro)	zu zahlende Eigenverbrauchsvergütung (Mio. Euro)	Einspeisevergütung nach Abzug der vNNE (Mio. Euro)
Januar	155,6	10,6	2,7	2,1	165,6
Februar	400,3	27,1	6,8	5,3	425,8
März	680,1	55,9	12,0	9,1	733,1
April	953,8	77,9	17,1	12,8	1.027,4
Mai	1.305,7	103,7	23,5	17,2	1.403,1
Juni	1.403,2	117,4	25,5	18,8	1.514,0
Juli	1.305,0	108,5	23,5	17,2	1.407,1
August	1.065,2	76,9	18,9	13,9	1.137,1
September	741,1	53,8	13,3	9,8	791,4
Oktober	432,7	32,4	7,8	5,7	463,0
November	216,6	14,6	3,8	2,8	230,2
Dezember	158,6	10,8	2,8	2,1	168,7
Jahr 2014	8.817,9	689,6	157,6	116,7	9.466,5

Quelle: Eigene Berechnungen.

9.5.2 Mittelfristprognose bis 2018

Die Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung und der Marktprämie sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte für die einzelnen Szenarien zwischen 2015 und 2018 sind in Tabelle 9-16 dargestellt. Die Berechnungen der Mittelfristprognose basieren, wie im Abschnitt 2.1 erläutert, auf dem Trend-Szenario der Jahresprognose 2014. Die Einspeisevergütung nach Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergibt sich durch die Summe der Festpreisvergütungen, der Marktprämienzahlungen und der Eigenverbrauchsvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien stellen sich wie folgt dar:

- **Trend-Szenario:** Da auch mittelfristig der überwiegende Teil der PV-Anlagen in der Festpreisvergütung verbleibt, fallen verglichen mit den Marktprämienzahlungen deutlich höhere Vergütungen an. Die zu zahlenden Eigenverbrauchsvergütungen bleiben nahezu konstant, da nach März 2012 neu errichtete Anlagen keine Eigenverbrauchsförderung mehr erhalten. Die geringe Verminderung der Eigenverbrauchsvergütungen über den Zeitverlauf erfolgt aufgrund der unterstellten Degradation der erzeugten Strommenge. Die Einspeisevergütung bestehend aus der Festpreisvergütung, der Marktprämie und der Eigenverbrauchsvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte steigt von 10,6 Mrd. € in 2015 auf 10,9 Mrd. € in 2018.
- **Oberes/Unteres Szenario:** Die unterschiedliche Höhe der Vergütungszahlungen im oberen/unteren Szenario ergibt sich insbesondere durch die prognostizierten höheren bzw. niedrigeren Erzeugungsmengen infolge der unterstellten höheren/niedrigeren Volllaststunden und des höheren/geringeren Zubaus. Es wird prognostiziert, dass die Einspeisevergütung bestehend aus der Festpreisvergütung, der Marktprämie und der Eigenverbrauchsvergütung abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte zwischen 2015 und 2018 von 11,8 Mrd. € auf 12,2 Mrd. € im oberen Szenario und von 9,7 Mrd. € auf 9,9 Mrd. € im unteren Szenario steigt.

TABELLE 9-16: PROGNOSE DER ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSZAHLUNGEN VON PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND BIS 2018

	Jahr	Festpreis- vergütung nach EEG (Mio. Euro)	zu zahlende Marktprämien (Mio. Euro)	vermiedene Netzentgelte (Mio. Euro)	zu zahlende Eigenverbrauchs- vergütung (Mio. Euro)	Einspeise- vergütung nach Abzug vNNe (Mio. Euro)
Trend- Szenario	2015	9.858	795	187	127	10.593
	2016	9.964	845	198	127	10.738
	2017	10.006	882	206	126	10.807
	2018	10.079	915	218	126	10.901
Oberes Szenario	2015	10.844	990	211	140	11.762
	2016	11.069	1.088	234	140	12.062
	2017	11.184	1.155	253	139	12.224
	2018	11.149	1.159	253	138	12.194
Unteres Szenario	2015	9.206	575	170	116	9.727
	2016	9.275	600	176	116	9.815
	2017	9.288	629	181	116	9.851
	2018	9.297	657	186	115	9.884

Quelle: Eigene Berechnungen.

10 Zusammenfassende Gesamtbetrachtungen

10.1 Prognose der installierten Leistung

Die Entwicklung der installierten Leistung von im Rahmen des EEG vergütungsberechtigten Stromerzeugungsanlagen im Zeitraum 2004 bis Ende 2012 ist in Abbildung 10-1 dargestellt. Die Daten beruhen auf Auswertungen der von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten EEG-Anlagenstammdaten¹²⁵. Ergänzt wird diese Darstellung durch die im Rahmen dieses Gutachtens erstellte Zubau- und Stilllegungsprognose für die Jahre 2013 bis 2018 für das Trend-Szenario. Es zeigt sich, dass die installierten Kapazitäten auf Basis Erneuerbarer Energien stetig angestiegen sind und sich bis Ende 2014 gegenüber 2004 mehr als vervierfachen wird. Bereits im Jahr 2012 hat die Photovoltaik Wind Onshore in der installierten Leistung überholt und stellt somit den bedeutendsten regenerativen Energieträger hinsichtlich der installierten Kapazität dar.

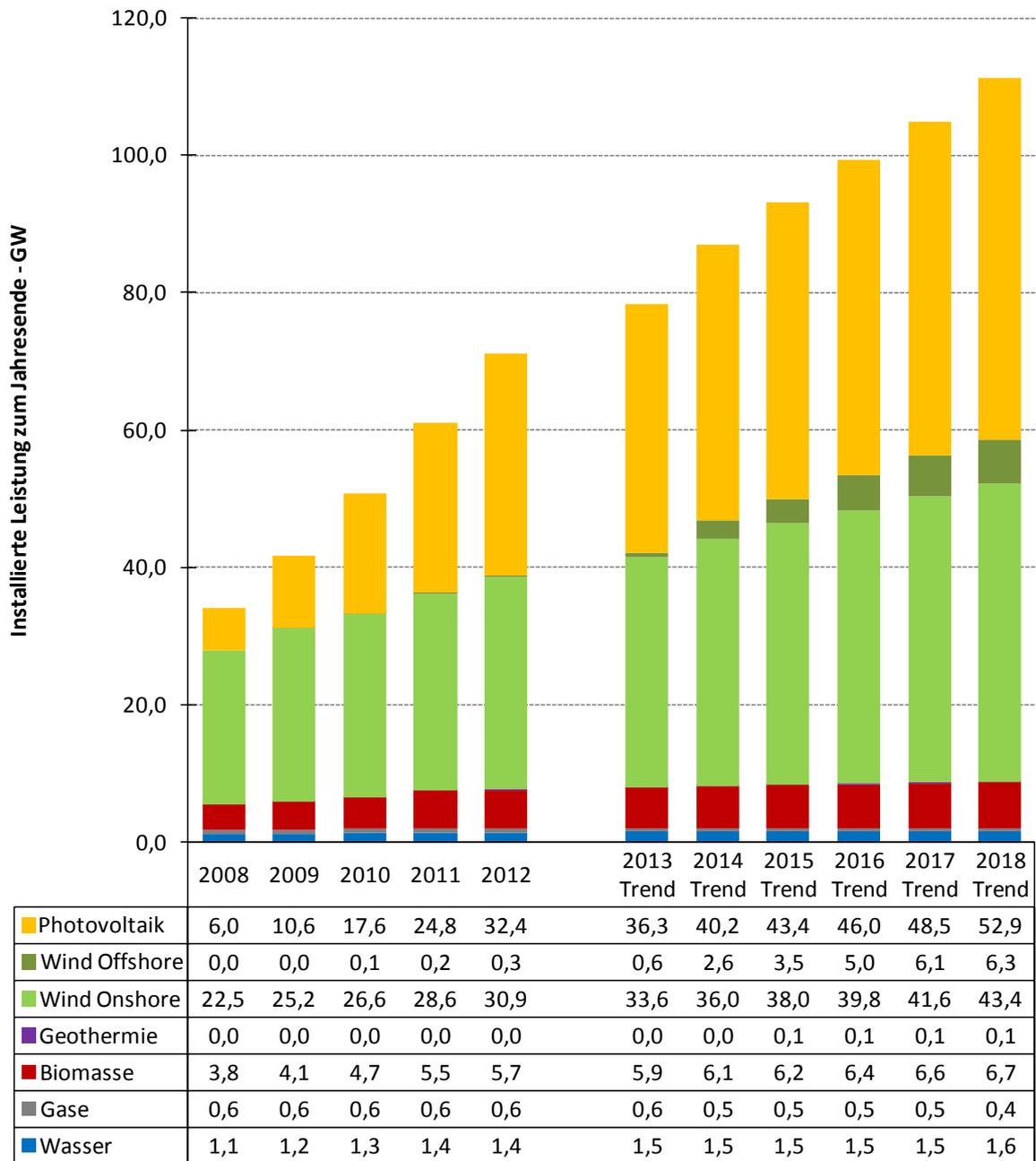
Für die Prognose für den Zeitraum zwischen 2013 und 2018 gehen wir bei den Energieträgern Wasser, Biomasse, Windenergie On- und Offshore sowie Photovoltaik und Geothermie von einem anhaltenden Wachstum der installierten Leistung aus, wobei sich die Zubauraten je nach Energieträger allerdings deutlich unterscheiden.

Dabei wird das absolut stärkste Wachstum aufgrund erwarteter weiter sinkender Anlagenpreise weiterhin bei der Photovoltaik gesehen. Allerdings wird angenommen, dass sich der absolute Zubau von PV gegenüber den vergangenen Jahren aufgrund der sinkenden Margen deutlich vermindern wird. Der Förderdeckel von 52 GW würde demnach im Herbst 2018 erreicht. Es ist damit zu rechnen, dass die Vorgabe eines Gesamtausbauziels zu einer Zubau-Endrallye kurz vor Erreichen dieses Ziels führen wird. Damit verbunden ist ein Ende der Förderung dieser Technologie. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass trotz Beendigung der Förderung ein weiteres moderates Wachstum bestehen bleiben wird, da bei Optimierung des Eigenverbrauchs ein wirtschaftliches Betreiben der Anlagen möglich ist.

Ebenfalls einen weiteren erheblichen Zuwachs an installierter Leistung wird bei der Windenergie erwartet. Für Wind Onshore werden sich mittelfristig insbesondere die derzeitigen Überarbeitungen der regionalen Flächennutzungspläne und die damit einhergehenden neuen Flächenausweisungen für Windstandorte positiv auswirken. Bis 2018 wird eine installierte Leistung von mehr als 43 GW erwartet. Bei Wind Offshore wird prognostiziert, dass diese Technologie zunehmend an Fahrt aufnimmt. Der zu erwartende starke Zubau in 2014 wird zwar in den Folgejahren nicht mehr erreicht werden, bis 2018 wird jedoch eine installierte Leistung von mehr als 6 GW prognostiziert. Die restlichen Energieträger werden mit Zubauraten kleiner 500 MW pro Jahr eingeschätzt.

¹²⁵ ÜNB (2013a).

ABBILDUNG 10-1: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG IM TREND-SZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ÜNB (2013a) und eigene Berechnungen.

10.2 Prognose der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen

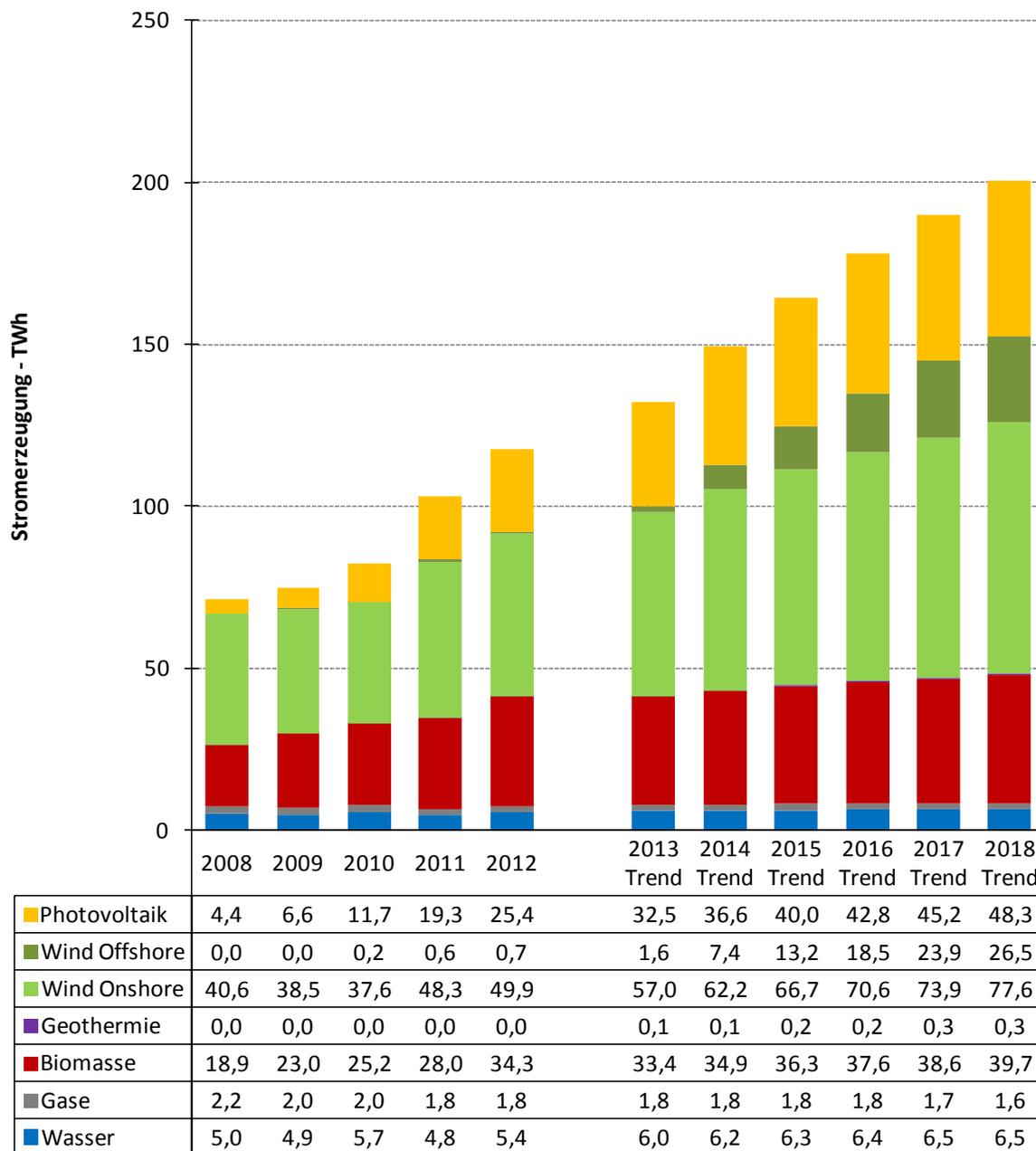
Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, welche im Rahmen des EEG gefördert wird, erfuhr in den Jahren zwischen 2004 und 2012 einen deutlichen Anstieg, wie Abbildung 10-2 zu entnehmen ist. Dargestellt sind hier die in den von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Jahresabrechnungen¹²⁶ enthaltenen Daten sowie die von uns im Rahmen dieses Gutachtens erstellte Prognose der Stromerzeugung¹²⁷ für die Jahre bis 2018 für das Trend-Szenario. Dabei zeigt sich die bedeutende Rolle der Onshore Windenergie. Mit rund 50 TWh stellt sie trotz anhaltenden Wachstums der anderen Energieträger auch im Jahr 2012 den höchsten Beitrag der EE-Stromerzeugung. Deutlich angestiegen ist insbesondere die Stromerzeugung aus Biomasseanlagen sowie aus Photovoltaikanlagen. Während die Photovoltaik in 2012 bereits mehr als 25 TWh erzeugte, konnte die Biomasse insbesondere durch einen deutlichen Anstieg der Volllaststunden ihre Erzeugung auf rund 34 TWh ausbauen.

Mittelfristig wird bis 2018 ein Anstieg der EEG-geförderten Stromerzeugung auf mehr als 200 TWh prognostiziert. Der stärkste absolute Zuwachs an EEG-Stromerzeugung erfolgt durch die Windenergie. Dabei kann neben Wind Onshore auch Wind Offshore deutlich zulegen. Durch diese beiden Technologien wird eine Zunahme der EEG-Stromerzeugung zwischen 2012 und 2018 um mehr als 50 TWh erwartet. Ebenfalls deutlich ansteigend ist die Stromerzeugung von Photovoltaik. Aufgrund lediglich moderater Zubauraten wird sich die Stromerzeugung aus Biomasseanlagen entsprechend der Prognose nicht mehr deutlich erhöhen. Die anderen Technologien können keinen deutlichen Zuwachs an Stromerzeugung verzeichnen. Bei den Gasen wird vielmehr davon ausgegangen, dass diese aufgrund zunehmender Ausgasungen vermehrt stillgelegt werden bzw. weniger erzeugen.

¹²⁶ EEG/KWK-G (2013a).

¹²⁷ Für Photovoltaik sind auch die eigenverbrauchten Strommengen enthalten.

ABBILDUNG 10-2: ENTWICKLUNG DER EEG-STROMERZEUGUNG IM TREND-SZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis EEG/KWK-G (2013a) und eigene Berechnungen.

10.3 Prognose der Inanspruchnahme der unterschiedlichen Vermarktungsmodelle

Mit dem Ziel der Heranführung der EEG-Anlagen an den wettbewerblichen Strommarkt, wurden in den vergangenen Jahren vermehrt Optionsmöglichkeiten für eine Direktvermarktung im Rahmen des EEG geschaffen, so dass ein EEG-Anlagenbetreiber derzeit monatlich zwischen folgenden Vermarktungsmodellen wählen kann:

- Festpreisvergütung,
- Marktprämienmodell,
- Grünstromprivileg,
- und sonstige Direktvermarktung.

Da diese unterschiedlichen Vermarktungsformen von EE-Strom zu maßgeblichen Unterschieden in den umzulegenden Förderkosten für Erneuerbare Energien führen, wurde im Rahmen dieses Gutachtens eine Methodik¹²⁸ entwickelt und eingesetzt, welche diese Vermarktungsmengen für die unterschiedlichen Energieträger ermittelt. Dabei sind neben den Rahmenbedingungen des EEG auch weitere energiewirtschaftliche Bestimmungsfaktoren wie bspw. die Entwicklung der Strompreise und der Marktwertfaktoren in die Analysen eingeflossen. Das Ergebnis dieser Berechnungen für das Prognosejahr 2014 und die Mittelfristprognose bis 2018 (Trend-Szenario) ist in Abbildung 10-3 dargestellt.

Wie Abbildung 10-3 zeigt, sind die Vermarktungsmodelle für die jeweiligen Energieträger unterschiedlich attraktiv. Dabei hängt diese Attraktivität von diversen Faktoren wie bspw. der Höhe der Festpreisvergütung, Höhe von Ausgleichenergiekosten sowie Flexibilität und Steuerbarkeit von unterschiedlichen EE-Anlagen ab.

Die Jahre 2012 und 2013 haben gezeigt, dass insbesondere die Marktprämie eine zunehmend attraktive Vermarktungsoption für eine Vielzahl an Energieträgern darstellt und somit die Inanspruchnahme der Festpreisvergütung kontinuierlich abnimmt.

Trotz der weiteren Kürzungen der Managementprämie wird auch bis 2014 das Marktprämienmodell zunehmende Vermarktungsanteile erlangen können. Insbesondere die Windenergieanlagen optieren auch weiterhin zunehmend in diese Vermarktungsform. Aber auch für Biomasse und Wasserkraft stellt das Marktprämienmodell die attraktivste Vermarktungsart in 2014 dar. Für Wasserkraft steigen die Anteile der Inanspruchnahme des Marktprämienmodells bis 2018 kontinuierlich an.

Bei Wind Onshore und in einem geringeren Ausmaß auch bei Photovoltaik vermindert sich in 2015 die Attraktivität des Marktprämienmodells. Diese Minderung liegt insbesondere an der erneuten Absenkung der Managementprämie in 2015, so dass ab diesem Zeitpunkt im Wesentlichen nur noch diejenigen Vermarktungsportfolios in das Marktprämienmodell optieren, die insgesamt vergleichsweise geringe Ausgleichenergiekosten verursachen. Auch in 2015 verbleiben

¹²⁸ Die genaue Methodikbeschreibung erfolgt in den jeweils vorangegangenen Kapiteln dieses Gutachtens.

jedoch noch immer 70 % der erzeugten Strommenge auf Basis Wind Onshore im Marktprämienmodell. Nach 2015 wird wiederum erwartet, dass die Inanspruchnahme der Marktprämie wieder ansteigt aufgrund unterstellter weiter abnehmender Vermarktungskosten aufgrund von Prognoseverbesserungen.

Bei Biomasse und den Gasen wird für 2018 aufgrund einer für die Direktvermarktung dieser Technologien unvorteilhaft werdenden stündlichen Strompreisstruktur eine Minderung der Attraktivität des Marktprämienmodells erwartet.

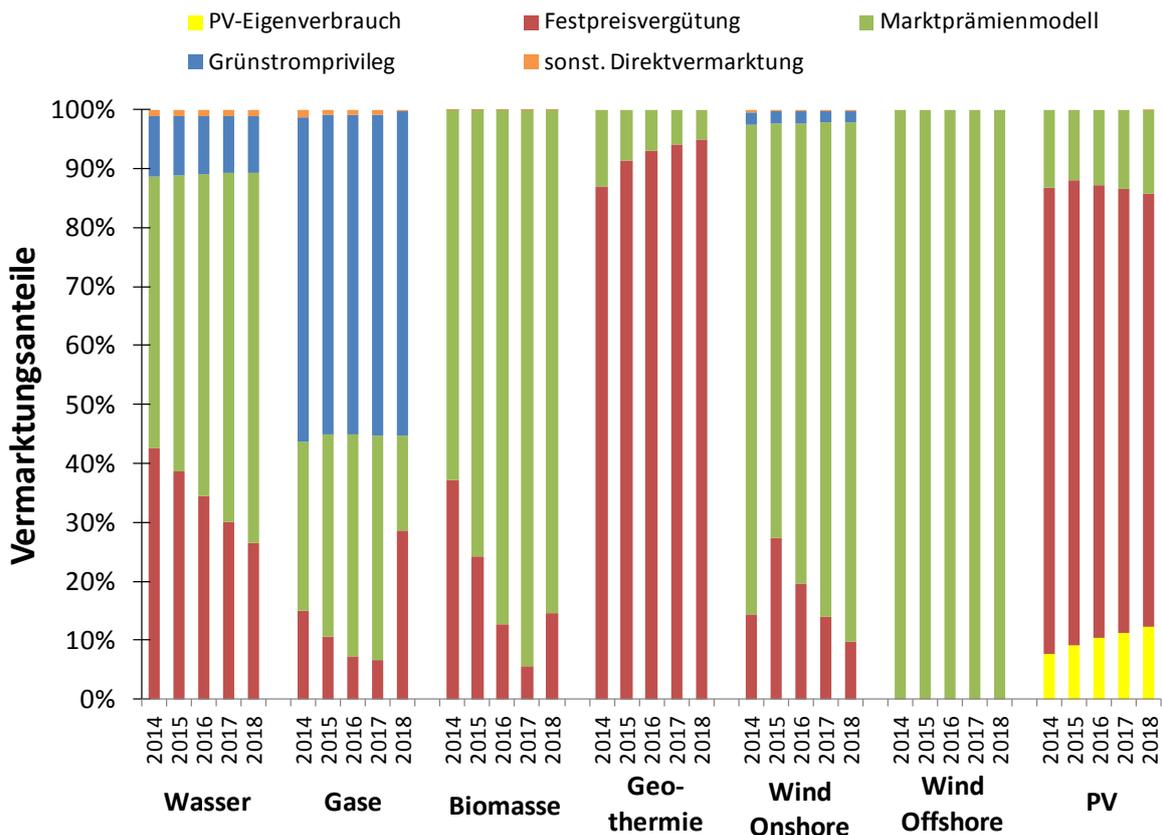
Für den Prognosezeitraum optieren alle Wind Offshore-Anlagen ins Marktprämienmodell, da diese die attraktivste Vermarktungsoption darstellt.

Das Grünstromprivileg bleibt insbesondere für Anlagen mit geringen Festpreisvergütungssätzen attraktiv. Solche Anlagen sind maßgeblich bei den Gasen und zu deutlich geringeren Teilen auch bei Wasserkraft und Wind Onshore zu finden.

Die zunehmende Attraktivität von Eigenverbrauch aus Photovoltaikanlagen aufgrund der vermiedenen Strombezugskosten führt zu einem Anstieg von 8 % der erzeugten PV-Strommenge im Jahr 2014 auf 12 % in 2018.

Für die sonstige Direktvermarktung wird auch bis 2018 keine bedeutende Rolle in der Vermarktung erwartet.

ABBILDUNG 10-3: INANSPRUCHNAHME DER UNTERSCHIEDLICHEN VERMARKTUNGSFORMEN VON EE-STROM IM TREND-SZENARIO



Quelle: Eigene Berechnungen.

10.4 Prognose der EEG-Einspeisevergütungen und vermiedenen Netznutzungsentgelte

Ein wesentlicher (aber nicht der einzige) Bestandteil zur Berechnung der EEG-Umlage sind die direkten Kosten der Förderung der Erneuerbaren Energien. Diese gesamten Einspeisevergütungen entsprechen der Summe der Vergütungszahlungen im Festpreisvergütungssystem und im Marktprämienmodell. Davon abzuziehen sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte.

In Abbildung 10-4 ist die Entwicklung der gesamten Einspeisevergütungen sowie – mit negativem Vorzeichen – die Entwicklung der vermiedenen Netznutzungsentgelte im Zeitraum 2004 bis Ende 2012¹²⁹ dargestellt. Ergänzt wird diese Darstellung durch die im Rahmen dieses Gutachtens entwickelten Erwartungen für die Jahre bis 2018.

Im Jahr 2012 wurde die Photovoltaik mit rund 9,2 Mrd. € am stärksten gefördert, gefolgt von der Biomasse mit 5,8 Mrd. € und der Onshore Windenergie mit 3,6 Mrd. €. Die Förderung der restlichen Energieträger fiel im Vergleich dazu deutlich niedriger aus.

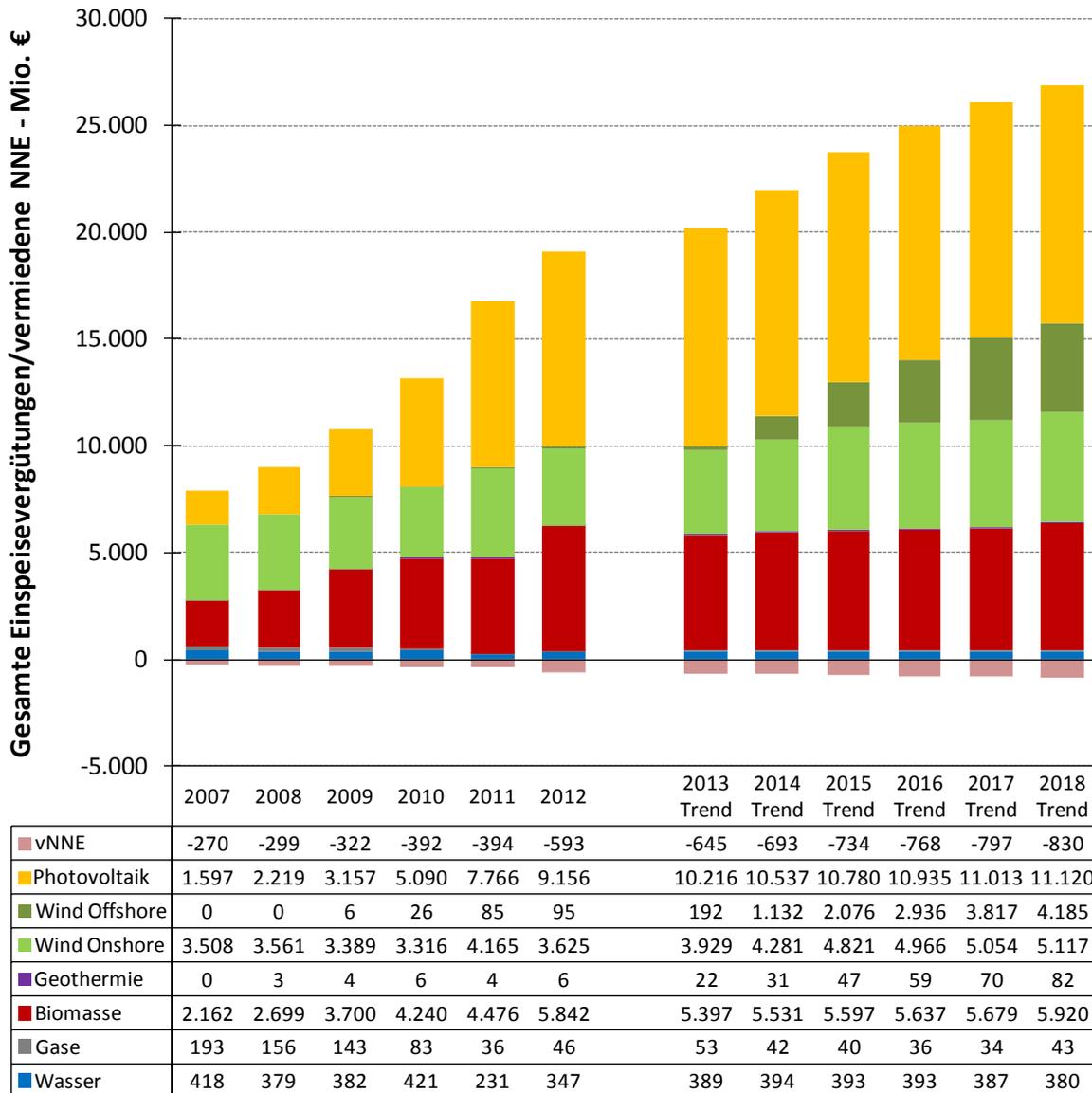
Bei der Interpretation der Daten ist zu berücksichtigen, dass hier lediglich die insgesamt gezahlten Vergütungen in der Festpreisvergütung und in der Marktprämie enthalten sind. Für Anlagen in der Festpreisvergütung sind hierbei die gesamten Vergütungszahlungen berücksichtigt. Für Anlagen im Marktprämienmodell sind jedoch lediglich die Marktprämienzahlungen enthalten, die bereits um die Vermarktungserlöse bereinigt sind. Daher sinken bspw. die Einspeisevergütungen von Wind Onshore zwischen 2011 und 2012. Trotz Zunahme der eingespeisten Strommenge in 2012 haben sich die Vergütungszahlungen aufgrund einer zunehmenden Inanspruchnahme des Marktprämienmodells für diese Technologie gegenüber 2011 vermindert. An dieser Stelle ist anzumerken, dass ein Rückgang der Einspeisevergütungen aufgrund des erläuterten Wegfalls der Vermarktungserlöse der Übertragungsnetzbetreiber bei Inanspruchnahme der Marktprämie nicht automatisch zu einer Verringerung der EEG-Umlage führt. Für die Jahre bis 2018 muss dieser Effekt ebenfalls berücksichtigt werden.

Trotz weiter zunehmender Inanspruchnahme des Marktprämienmodells steigen die Vergütungszahlungen von knapp 22 Mrd. € in 2014 auf knapp 27 Mrd. € in 2018. Einen wesentlichen Beitrag dazu liefern erwartungsgemäß die Technologien Photovoltaik, Biomasse und Wind Onshore. Bis 2018 trägt zunehmend auch Wind Offshore zu den Vergütungszahlungen bei.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte steigen über alle EE-Technologien bis 2018 auf rund 800 Mio. €

¹²⁹ EEG/KWK-G (2013a).

ABBILDUNG 10-4: ENTWICKLUNG DER GESAMTEN EINSPEISERVERGÜTUNGEN UND DER VERMIEDENEN NETZ-NUTZUNGSENTGELTE IM TREND-SZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis EEG/KWK-G (2013a) und eigene Berechnungen.

11 Literaturverzeichnis

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011)

Erfahrungsbericht zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), Mai 2011.

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012)

Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Excel-Datei, Berlin, 2012.

BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2013)

Preisindex Solaranlagen, im Internet unter http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013_2_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf

BWE Bundesverband Windenergie e.V. (2013)

Axthelm, W.: telefonische Auskunft, 04.10.2013 und Verweis auf „Vortrag zum Status des Windenergieausbaus in Deutschland“, Dr. Knud Rehfeldt, 28.08.2013,

Bundesnetzagentur (2013)

Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze, Excel-Dateien mit Meldungen zwischen Januar 2009 und Juli 2013.

Bundesregierung (2010)

Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energien gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Berlin, 2010.

DBFZ Deutsches BiomasseForschungsZentrum gmbH (2012)

Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare- Energien- Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Leipzig, März 2012.

Deutsche WindGuard (2013)

Status des Windenergieausbaus in Deutschland – 1. Halbjahr 2013, Im Auftrag von VDMA und BWE, Varel 2013.

DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012)

Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (BMU-Leitstudie), März 2012.

DWD Deutscher Wetterdienst (2012)

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland – Abweichung der Jahressumme 2011 zum langjährigen Mittel.

EEG / KWK-G (2013a)

Internetplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Jahresabrechnungen 2004 bis 2012, August 2013, im Internet unter
http://www.eeg-kwk.net/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.

EEG / KWK-G (2013b)

Internetplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie, der Erfüllung des Grünstromprivilegs und der sonstigen monatlichen Vermarktung, Excel-Datei, im Internet unter
<http://www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm>.

Ender, C. (2013)

Deutsches Windenergie-Institut (DEWI): Telefonische Auskunft, 10.09.2013.

Fraunhofer IWES (2012)

Wind-Index zur Beurteilung des langfristigen Windenergieangebots, im Internet unter
http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=255&lang=de

Geothermie Unterhaching (2012)

Daten und Fakten, Unterhaching, im Internet unter
https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_daten_fakten.html.

Geox (2012)

Geo x GmbH 2012, Betriebsdaten, Landau, im Internet unter
<http://www.geox-gmbh.de/media/Downloadbereich/Betriebsdaten.pdf>.

Heilig, H.-D. (2012)

IGW Interessengemeinschaft Wasserkraft Baden-Württemberg e.V.: Telefonische Auskunft, 17.09.2012.

Horbelt, A. (2013)

Fachverband Biogas e.V.: Telefonische Auskunft, 01.08.2013.

Ingenieurbüro Floecksmühle (2011)

Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des BMU; Vorhaben IId Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft. Endbericht, Juni 2011.

IWR (2012)

Der IWR Windertragsindex für Regionen, im Internet unter
<http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html>.

JRC Joint Research Centre (2012)

Solar resource data and tools for an assessment of photovoltaic systems,
im Internet unter
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solrad/index.htm>.

Lohkamp, H.J. (2012)

Interessenverband Grubengas e. V.: Telefonische Auskunft, 17.09.2012.

Neddermann, B. (2013)

Boom der Offshore-Windenergie im ersten Halbjahr 2013 - Ein Überblick zum Baufortschritt bei den deutschen Offshore-Windparks, Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Wilhelmshaven 2013.

r2b energy consulting (2012)

Jahresprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für das Kalenderjahr 2013, Gutachten im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Oktober 2012.

Sensfuß, F./Ragwitz, M. (2007)

Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel-Analyse für das Jahr 2006-, Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 30.April 2007.

Tepper, M. (2013)

Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: Telefonische und schriftliche Auskunft, 12.08.2013.

Übertragungsnetzbetreiber (2010)

Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten zum Datenstand 31.12.2009 der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH vom Juli 2010. Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Juli 2010.

Übertragungsnetzbetreiber (2011)

Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten zum Datenstand 31.12.2010 der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH vom Juli 2011. Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Juli 2011.

Übertragungsnetzbetreiber (2012)

Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten zum Datenstand 31.12.2011 der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH vom Juli 2012. Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Juli 2012.

Übertragungsnetzbetreiber (2013a)

Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten zum Datenstand 31.12.2012 der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH vom Juli 2013. Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Juli 2013.

Übertragungsnetzbetreiber (2013b)

Stündliche Einspeiseganglinien der einzelnen Regelzonen nach Technologie für die Jahre 2008 bis 2012. Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Juli 2013.

Uphoff, H. (2013)

Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke (BDW) e.V.: Telefonische Auskunft, 06.08.2013.