

Aachen, 06.10.2015

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2016 bis 2020

Auftraggeber:
Amprion GmbH
Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

IMPRESSUM

Auftraggeber

Amprion GmbH
Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

TenneT TSO GmbH
50Hertz Transmission GmbH
TransnetBW GmbH

Auftragnehmer

P3 Energy & Storage GmbH
Am Kraftversorgungsturm 3
D-52070 Aachen
www.p3-group.com/energy/email-information

Institut für Hochspannungstechnik (Unterauftrag)
Schinkelstraße 2
D-52056 Aachen
<http://www.ifht.rwth-aachen.de>

Bearbeitung

Thomas Pollok (Gesamtprojektleitung) - P3 energy
+49 151 276 54 622
Thomas.Pollok@p3-group.com
www.p3-group.com/energy
Christoph Müller (Projektleitung IFHT) - Institut für Hochspannungstechnik

P3 energy

Sören Schrader
Dominik Zehren
Jonas Kampik

Institut für Hochspannungstechnik

Moritz Rummler
Daniel Beulertz
Stephan Raths

Datum

Aachen, 06.10.2015

INHALTSVERZEICHNIS

1	Zusammenfassung	5
2	Methodisches Vorgehen	11
2.1	Definition der Szenarien.....	12
2.2	Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung.....	13
2.3	Inanspruchnahme von Vermarktungsoptionen und Vergütungszahlungen.....	15
3	Jahresprognose für EEG geförderte Anlagen für das Jahr 2016.....	18
3.1	Wasserkraft	18
3.2	Deponie, -Klär- und Grubengas	31
3.3	Biomasse	44
3.4	Geothermie	57
3.5	Windenergie an Land	67
3.6	Windenergie auf See	78
3.7	Photovoltaik	89
4	Versteigerungserlöse von Netzanbindungskapazitäten für Windenergie auf See.....	103
5	Mittelfristprognose für EEG geförderte Anlagen für die Jahre 2017 – 2020.....	108
5.1	Wasserkraft	108
5.2	Deponie, -Klär- und Grubengas	114
5.3	Biomasse	122
5.4	Geothermie	130
5.5	Windenergie an Land	136
5.6	Windenergie auf See	143
5.7	Photovoltaik	148
	Quellenverzeichnis	155
	Abkürzungsverzeichnis.....	159
	Abbildungsverzeichnis	160
	Tabellenverzeichnis	161

1 ZUSAMMENFASSUNG

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind entsprechend den Bestimmungen des §60 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), verbunden mit den hierauf basierenden Präzisierungen in der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Belastungsausgleiches – AusglMechV sowie in der Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Belastungsausgleiches – AusglMechAV verpflichtet, kalenderjährlich Prognosen zur Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung sowie den daraus entstehenden Vergütungszahlungen zu erstellen und zu veröffentlichen. Diese Themenstellung ist eingebettet in den übergeordneten Prozess zur Ermittlung der EEG-Umlage.

Die Zielsetzung dieses Gutachtens liegt folglich in der Ermittlung einer Prognose für die Leistungsentwicklung sowie der Stromerzeugung aus EEG geförderten Anlagen und die hierfür zu entrichtende finanzielle Förderung nach dem EEG für die Kalenderjahre 2015 bis 2020. Dieses Dokument fasst die entsprechenden Ergebnisse zur Prognose für alle vergütungsberechtigten Erzeugungsanlagen zusammen.

Generelles Vorgehen

Die Ermittlung der Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung und der darauf beruhenden Vergütungszahlungen für alle EEG förderungsberechtigten Energieträger beruht auf

- 1) umfassenden Analysen von historischen Daten bestehender Anlagen,
- 2) Auswertungen von aktuellen Veröffentlichungen hinsichtlich etwaiger Trends,
- 3) Befragungen von Experten unterschiedlicher Branchen und P3-interne Daten sowie Erfahrungen aus Projekten mit EEG-Erzeugungsanlagen,
- 4) simulatorischen Analysen zur Ermittlung und Validierung der Annahmen,
- 5) Analyse der vergangenen und aktuellen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Vorgaben zur Förderung von erneuerbaren Energien (z.B. das Versteigerungsverfahren nach § 17d Abs. 4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) für Windenergie auf See sowie die Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen etc.)

Die historischen Daten stellen vornehmlich die von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber bis zum Jahr 2014 zur Verfügung gestellten Bewegungs- und Stammdaten sowie das Anlagenregister der Bundesnetzagentur dar, die um weitere öffentlich verfügbare Quellen ergänzt wurden. Darüber hinaus wurden die Direktvermarktungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber in die Bearbeitung eingebunden.

Auf Grundlage der historischen Daten und der jeweils geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen konnten etwaige Trends abgeleitet und unter Berücksichtigung eigens entwickelter Modelle in die Zukunft fortgeschrieben werden. Die jeweils aus Expertenbefragungen hervorgehenden, technologiespezifischen Marktentwicklungen stellten dabei eine wesentliche Ergänzung sowie eine Grundlage für einen Ergebnisvergleich dar.

Im Rahmen von drei Szenarien wurden schließlich verschiedene Entwicklungspfade abgeleitet, die jeweils eine unterschiedliche Entwicklung der installierten Leistung und der Vollbenutzungsstunden unterstellen und damit etwaige Unsicherheiten in der Markt- und Technologieentwicklung sowie wetterbedingte Schwankungen abbilden.

Das Resultat stellt die Prognose des regionalen Zubaus der Stromerzeugung sowie der Vermarktungsentscheidungen für alle förderberechtigten Technologien dar. Auf dieser Grundlage wurden die

Vermarktungsmengen und Vergütungszahlungen nach den jeweils geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen prognostiziert.

Entwicklung der Leistung

Das kontinuierliche Wachstum der installierten Leistungen Erneuerbarer Energien setzt sich weiter fort und kann sich bis Ende 2020 gegenüber 2010 mehr als verdoppeln. Den bedeutendsten Energieträger hinsichtlich der installierten Leistung stellt Windenergie an Land dar. Dieser übertrifft infolge eines Rekordzubaus im Jahr 2014 die Photovoltaik und wird zugleich langfristig den bedeutsamsten Energieträger darstellen. Mit der dynamischen Entwicklung in den Jahren 2014 und 2015 und der damit verbundenen Überschreitung des angestrebten Ausbaupfades, ist ein leichter Marktrückgang für den Folgezeitraum zu erwarten, der gleichwohl nahe am angestrebten Ausbaukorridor von etwa 2.500 MW verläuft. Windenergie auf See gewinnt infolge des stetigen Zuwachses der installierten Leistung zunehmend an Bedeutung und erreicht bereits im Jahr 2015 etwa 50% der bis zum Jahr 2020 von der Bundesregierung vorgesehenen Kapazität (6.500 MW). Ein weiterhin verhaltenes Wachstum der installierten Leistung erfahren insbesondere die Technologien Photovoltaik und Biomasse, die angesichts der zunehmend erschwerten Wirtschaftlichkeit den jeweils angestrebten Ausbaukorridor der Bundesregierung auch mittelfristig nicht erreichen. Für Deponie-, Klär-, und Grubengas erfolgt die Entwicklung infolge erschöpfter Gasvorkommen nach wie vor rückläufig, so dass effektiv ein Rückbau stattfindet. Die Entwicklung der installierten Leistung von Geothermie verläuft stetig wachsend, aufgrund der sehr langwierigen und komplexen Genehmigungs- und Realisierungsprozesse gleichwohl auf niedrigem Niveau und in kleinen Schritten. Der Weiterentwicklung von Wasserkraft sind insbesondere ökologische und rechtliche Grenzen gesetzt, so dass diese Technologieart einen nach wie vor verhaltenen Zuwachs erfährt.

Die Entwicklung der Leistung differenziert nach Energieträger illustriert Abbildung 1 (Trendszenario).

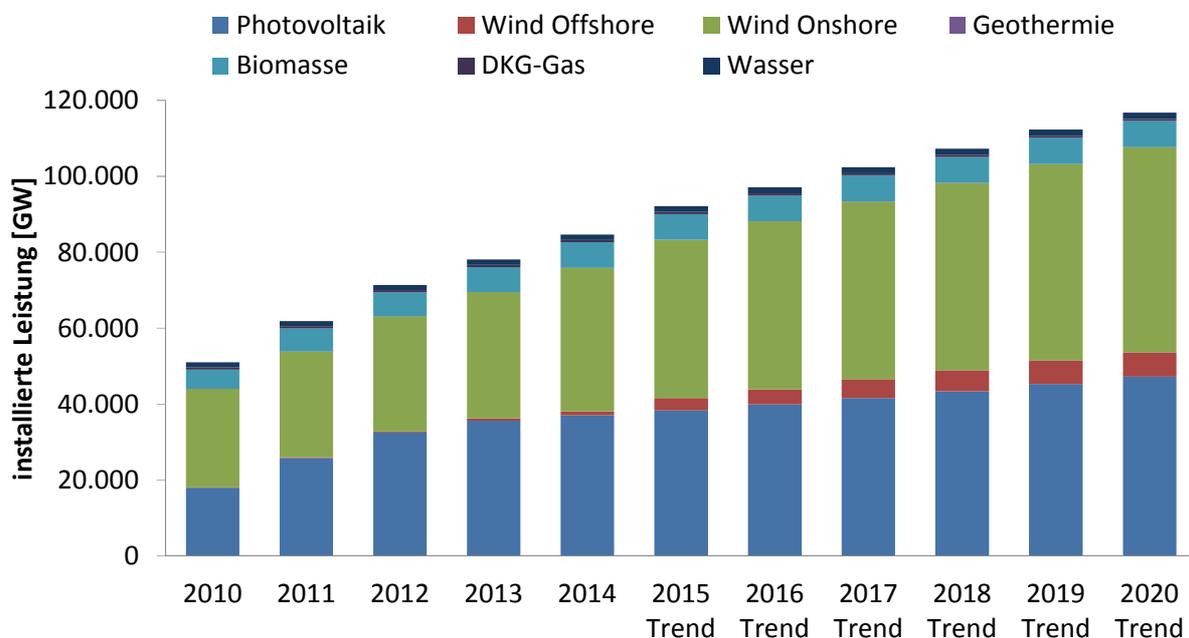


Abbildung 1: Entwicklung der installierten Leistung im Trendszenario

Entwicklung der Stromerzeugung

Die Stromerzeugung ist abhängig von der Entwicklung der installierten Leistung sowie den Vollbenutzungsstunden. Mittelfristig wird die Stromerzeugung der EEG-geförderten Anlagen auf über 200.000 GWh pro Jahr ansteigen. Dabei ist die dominierende Rolle von Windenergie an Land hinsichtlich der Stromerzeugung, vornehmlich infolge des hohen Zuwachses der installierten Leistung in den vergangenen Jahren, hervorzuheben. Der Anteil an der gesamten EEG-Stromerzeugung betrug im Jahr 2014 bereits etwa 41%, mit zugleich erwartetem Anstieg auf annähernd 45% bis 2020. Zusammen mit dem Anteil durch Biomasse mit etwa 28% und Photovoltaik mit annähernd 24% trugen die drei genannten Energieträger maßgeblich zur gesamten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen im Jahr 2014 bei. Während im Jahr 2014 und zuvor noch mehr Strom durch Biomasse als durch Photovoltaik generiert wurde, wird sich die Stromerzeugung aufgrund des lediglich moderaten Zuwachses der installierten Leistung aus Biomasseanlagen nur unwesentlich erhöhen. Hierdurch übernimmt die Photovoltaik mittelfristig einen höheren Anteil an der Gesamtstromerzeugung als Biomasseanlagen. Ebenso können Geothermie und Wasserkraft infolge des moderaten Zubaus keinen deutlichen Anstieg in der Stromerzeugung verzeichnen. Die erschöpften Gasvorkommen führen bei Deponie,- Klär,- und Grubengas zu einer vermehrten Stilllegung von Anlagen und damit verbunden zu einer Abnahme der Erzeugungsmengen. Für Windenergie auf See hingegen wird entsprechend des erhöhten Zubaus bis 2020, die Stromerzeugung weiter ansteigen und in der Folge an Bedeutung gewinnen.

Abbildung 2 fasst die Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario zusammen.

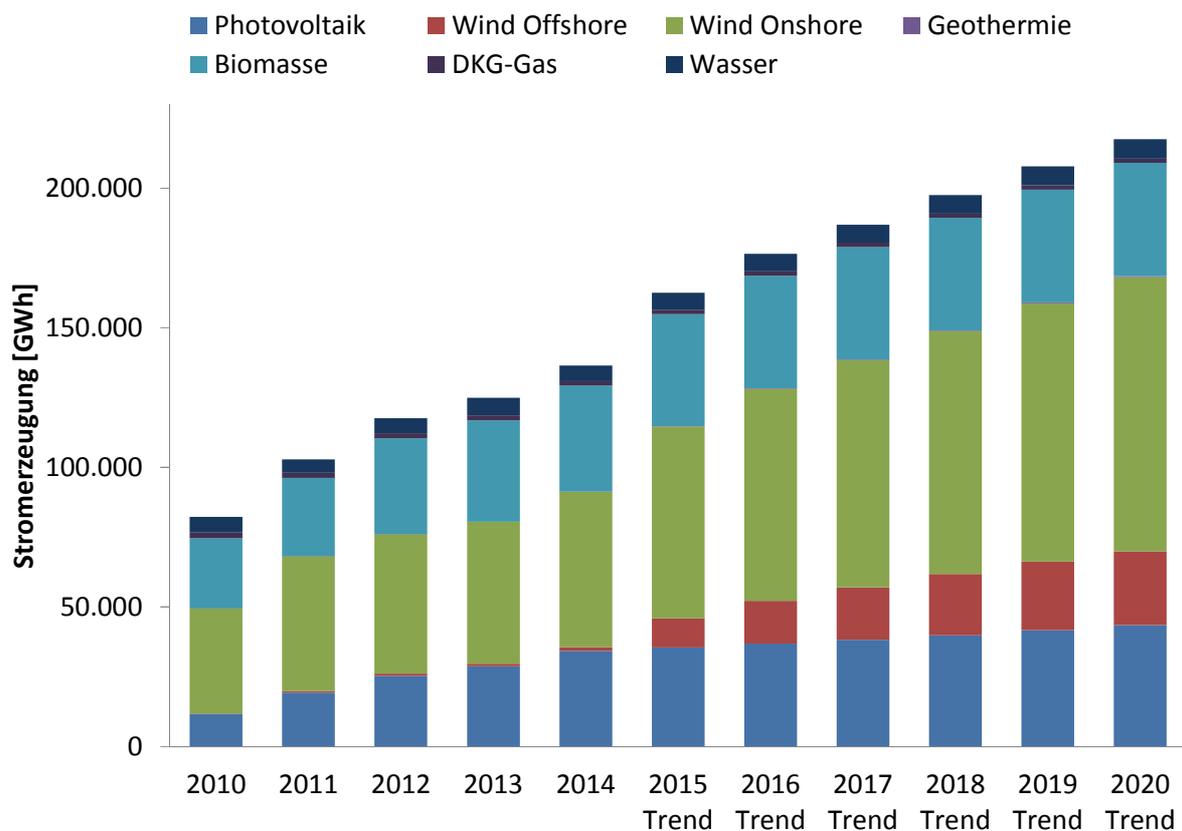


Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario

Entwicklung der Inanspruchnahme von Vermarktungsformen und der Vergütungszahlungen

Mit Inkrafttreten des EEG 2014 und dem damit verbundenen Wegfall des Grünstromprivilegs, stehen seit dem 01.08.2014 vier unterschiedliche Vermarktungsformen für EEG-geförderte Anlagen zur Verfügung (§ 20 EEG 2014):

- 1) Einspeisevergütung nach § 37 EEG 2014
- 2) Einspeisevergütung nach § 38 EEG 2014 (Einspeisevergütung in Ausnahmefällen)
- 3) Geförderte Direktvermarktung (Marktprämienmodell)
- 4) Sonstige Direktvermarktung

Inanspruchnahme der Vermarktungsform

Nicht zuletzt aufgrund der verpflichtenden Teilnahme an der geförderten Direktvermarktung für Neuanlagen¹ mit einer installierten Leistung größer als 500 kW (2015) bzw. größer als 100 kW (2016 ff.), erhält die Inanspruchnahme des Marktprämienmodells eine stetig zunehmende Bedeutung. Trotz der erfolgten Kürzungen in der Managementprämie stellt diese Vermarktungsform insbesondere für Windenergie an Land und Biomasse eine in den Folgejahren attraktive Option dar. Für Windenergie an Land steigen die Anteile im Marktprämienmodell kontinuierlich an. Eine Erhöhung der Leistung von Biomasseanlagen zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie setzt die Form der geförderten Direktvermarktung zugleich voraus und führt infolgedessen zu einer Zunahme dieser Vermarktungsart. Für Windenergieanlagen auf See stellt das Marktprämienmodell die generelle Vermarktungsform dar. Des Weiteren ist für die Geothermie ein erhöhter Anstieg der Leistung in der geförderten Direktvermarktung zu erwarten. Dies ist durch den geringen Anlagensockel von Bestandsanlagen und die Anlagengröße von Neuanlagen, welche zumeist über der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung liegen, begründet.

Die Festpreisvergütung bleibt insbesondere für bestehende Photovoltaikanlagen infolge der im Durchschnitt geringen spezifischen Anlagenleistung und der hohen Vergütungssätze für Bestandsanlagen, die attraktivste Vermarktungsform. Grundsätzlich stellt dieser Vermarktungskanal für alle Anlagenarten mit kleinen Leistungen die häufigste Art der Veräußerung dar, wohingegen die sonstige Direktvermarktung eine weiterhin untergeordnete Rolle einnimmt, da hiermit keine Förderungen verbunden sind.

Die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen stellt für Anlagenbetreiber eine Möglichkeit dar, temporär eine um 20 Prozent verringerte Einspeisevergütung zu erhalten, wenn eine Vermarktung über (jegliche) Direktvermarktung oder die Einspeisevergütung für kleine Anlagen (§ 37 EEG) nicht möglich ist. Da diese Vermarktungsform aufgrund der Absenkung des anzulegenden Wertes nur in Ausnahmefällen genutzt werden wird, kann sie mit Null angenommen werden.

Abbildung 3 können die Anteile der einzelnen Technologien an den jeweiligen Vermarktungsformen entnommen werden.

¹ Es bestehen Ausnahmen, die den einzelnen Technologiekapiteln entnommen werden können

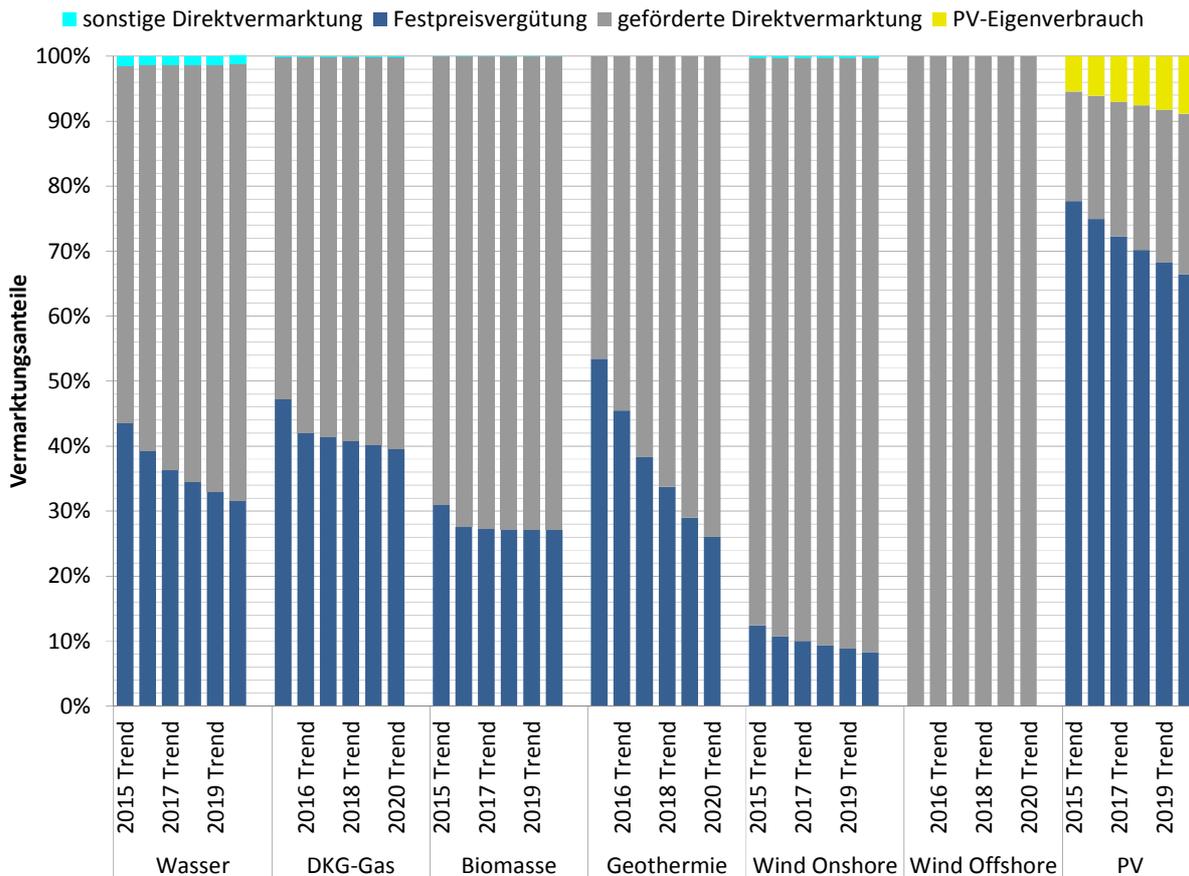


Abbildung 3: Entwicklung der Anteile der Leistung in den jeweiligen Vermarktungsformen im Trendszenario (Darstellung in Anlehnung an [R2B13])

Vergütungszahlungen

Der bisher höchste Anteil der Vergütungszahlungen entfiel aufgrund der hohen Vergütungssätze von Bestandsanlagen auf die Photovoltaik, gefolgt durch die Energieträger Biomasse und Windenergie an Land. Der hohe Zuwachs der installierten Leistung von Windenergie auf See führt mittelfristig zu den vierthöchsten Beträgen innerhalb der förderfähigen Technologien.

Trotz hoher Vergütungssätze werden die absoluten Auszahlungsbeträge für Geothermie, ebenso wie für Wasserkraft auch weiterhin - aufgrund vergleichsweise sehr geringer installierter Leistungen - eine untergeordnete Rolle innerhalb der EEG-Zahlungen einnehmen. Beiträge der Gase an den Einspeisungen ins Stromnetz - und folglich an den Vergütungszahlungen - sind weiterhin als gering zu erachten.

Wie Abbildung 4 entnommen werden kann, ist durch den erwarteten Anlagenzubau mit einer Zunahme der absoluten Vergütungszahlungen zu rechnen (Vermiedene Netzentgelte wurden bereits subtrahiert). Die Photovoltaik wird bis 2020 weiterhin die Technologie mit den höchsten Vergütungszahlungen darstellen. Allerdings werden die Auszahlungen für Windenergie an Land die Technologie Biomasse bis dahin übertreffen.

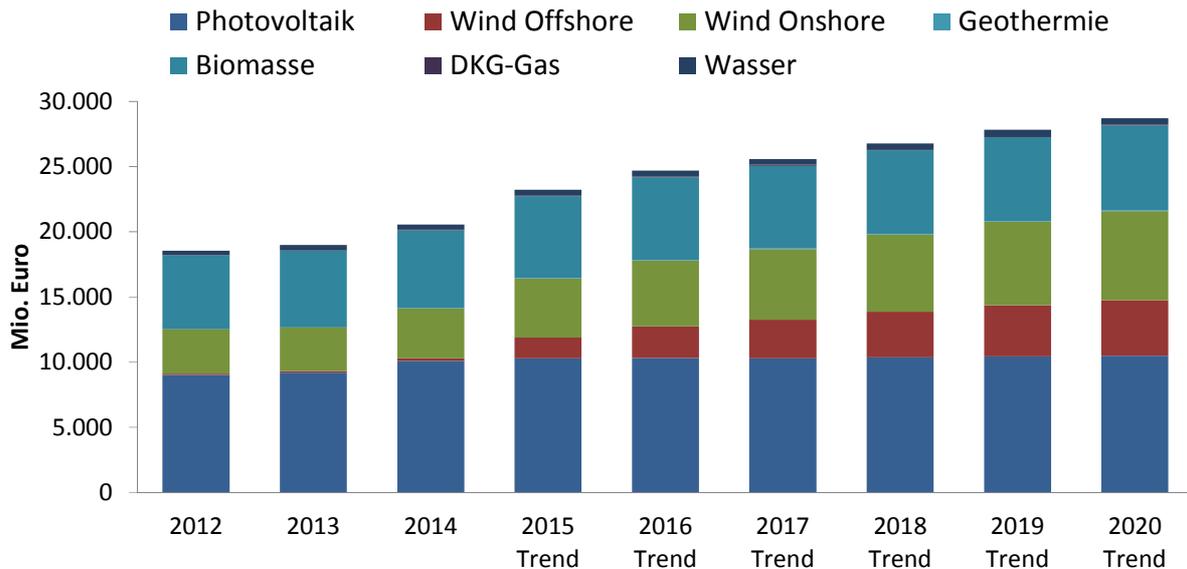


Abbildung 4: Entwicklung der Vergütungszahlungen im Trendszenario

Einnahmen aus Versteigerungen von Netzanbindungskapazitäten für Windenergie auf See

Zur Ermittlung der Einnahmen aus Versteigerungen von Offshore-Anbindungskapazitäten wurden die laut O-NEP² verfügbaren Kapazitäten der erwarteten Nachfrage gegenübergestellt, um die Zuführung von Kapazitäten zum Versteigerungsverfahren prognostizieren zu können. Da die Bundesnetzagentur am 14.08.2015 die Zulassungen für das bis einschließlich 2020 letzte Versteigerungsverfahren bekannt gegeben hat, kann diese Kapazität mit einem Wert von 211,1 MW mit einer hohen Sicherheit in die Kalkulation einfließen. Aufgrund der Wettbewerbssituation sowie der Nettobarwerte der im Zulassungsbeschluss genannten Projekte, werden Einnahmen i.H.v. 61,4 Mio. Euro im Jahr 2015 für wahrscheinlich gehalten. Da bis einschließlich 2020 keine erneuten Versteigerungsverfahren erwartet werden, sind bis dahin keine weiteren Einnahmen zu kalkulieren.

² Offshore Netzentwicklungsplan

2 METHODISCHES VORGEHEN

Dieses Kapitel stellt die im Rahmen des Projektes angewendete Vorgehensweise zur Ermittlung der installierten Erzeugungskapazitäten von nach dem EEG geförderten Erzeugungsanlagen bzw. der jährlich neu installierten (zugebauten), zurück gebauten oder durch s.g. Repowering geänderten Erzeugungsleistung, der daraus resultierenden Stromerzeugung, der Inanspruchnahme einzelner Vermarktungsoptionen sowie der daraus resultierenden Vergütungszahlungen dar. Dabei wird das für alle EEG-geförderten Technologien gleichermaßen applizierte Vorgehen erläutert. Eine Beschreibung der technologiespezifischen Herangehensweise ist im Kapitel der jeweiligen Technologien zu finden.



Abbildung 5: Vorgehensweise im Rahmen der Prognose

Abbildung 5 illustriert die grundsätzliche Methodik zur Ermittlung der Prognosen. Diese beruht vornehmlich auf:

- 1) Analysen historischer Daten einzelner Technologien
- 2) Auswertung aktueller Studien
- 3) Branchenbefragungen
- 4) Identifikation und Extrapolation etwaiger Trends der Historie hinsichtlich der getroffenen Vermarktungsentscheidungen sowie der Verteilung der neu installierten Leistung während einzelner Jahre

Den ersten Schritt in der Ermittlung der Prognose stellten das Erheben und die anschließende Auswertung mit einer gleichzeitigen Plausibilitätskontrolle von historischen Daten dar. Die maßgeblichen Quellen umfassen die testierten Jahresmengen der durch das EEG geförderten Anlagen im Jahr 2014 sowie die Stammdaten zu allen förderfähigen Technologien [ÜNB14]. Zur Abbildung der installierten Leistungen ab 2015 wurden das EEG-Anlagenregister und das PV-Meldeportal der Bundesnetzagen-

tur herangezogen [BNetzA15]. Diese Datenquelle wurde mit dem Stand Ende Juni 2015 ausgewertet. Weiterhin berücksichtigt wurden die von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Daten (Tabellen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG im Jahr 2014 und bis Juli 2015) mit Angabe der Vermarktungsleistung pro Vermarktungskanal für jede erfasste Technologie [ÜNB15].

Der in den einzelnen Datenquellen vorzufindende Anlagenschlüssel diene schließlich zur Verknüpfung der unterschiedlichen Datenbestände. Hieraus konnte für den Anlagenbestand bis Ende 2014 eine genaue Kenntnis der Vollbenutzungsstunden, der Stromerzeugung, der installierten Leistung pro Veräußerungsform sowie der spezifischen Vergütungssätze erlangt werden.

In Ergänzung zur Analyse einzelner Trends in der Historie, z.B. des Wechselverhaltens zwischen einzelnen Vermarktungsformen, Verteilung des Zubaus/Rückbaus während einzelner Jahre, stellten Branchenbefragungen und eigene Erfahrungen eine weitere wesentliche Grundlage zur Ermittlung der zukünftigen Entwicklung einzelner Technologien dar. Hierdurch konnten mitunter technologische Fortschritte sowie die Erwartungshaltung zur zukünftigen Marktentwicklung für unterschiedliche Branchen ermittelt werden. In diesem Kontext wurden zudem die bisherigen Erfahrungen und Resultate aus den durchgeführten Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderung für Freiflächenanlagen (§ 55 EEG 2014) herangezogen und fortgeschrieben. Für eine möglichst umfängliche Berücksichtigung etwaiger zukünftiger Trends wurden darüber hinaus zahlreiche aktuelle Veröffentlichungen ausgewertet. Hierzu zählen neben Studien sowie Prognosen zur Entwicklung von Technologien anerkannter Institutionen, Veröffentlichungen und Pressemeldungen zum aktuellen Fortschritt.

Unter Rückgriff auf ein multikriterielles Regionalisierungsverfahren wurde für den zukünftigen Zubau von Windenergie an Land und Photovoltaik eine regionale Verteilung der Leistung und der Stromerzeugung ermittelt. Dieses Regionalisierungsverfahren berücksichtigt Erzeugungspotentiale, regionale Kaufkraft, Flächenbedarf und andere Größen. Alle weiteren Technologien wurden mit einer technologiespezifischen Systematik regional verteilt. Den hierfür erforderlichen Ausgangspunkt stellte jeweils die aktuelle Verteilung der Energieträger dar, die den vorliegenden Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber sowie dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur entnommen wurde.

Die Marktentwicklung wurde dabei ausgehend von der aktuellen Rechtslage (EEG 2014) prognostiziert. Für den Anlagenbestand stellten die jeweils mit dem Inbetriebnahmezeitpunkt geltenden Regularien die Grundlage zum Erhalt von Vergütungsansprüchen, z.B. durch Inanspruchnahme der zur Verfügung stehenden Vermarktungsoptionen, dar.

Das Resultat stellt schließlich eine Prognose des regionalen Zubaus für alle nach dem EEG geförderten Technologien, die Stromerzeugung (unter Berücksichtigung der ermittelten und der erwarteten Vollbenutzungsstunden) sowie Vermarktungsentscheidungen für jede Technologieart für die jeweils geltenden EEG-Rahmenbedingungen dar. Diese spiegeln die aktuelle und erwartete Marktsituation bestmöglich wider, entsprechen gleichwohl nicht zwangsläufig den vorgesehenen Ausbaupfaden der Bundesregierung.

Die Ergebnisdarstellung erfolgt in tabellarischer Form. Die darin enthaltenen Angaben stellen gerundete Werte dar, so dass bei einer Verrechnung (Summation oder Multiplikation) von Werten Rundungsdifferenzen entstehen, die zu einer geringfügigen Abweichung in den Angaben führen können.

2.1 Definition der Szenarien

Um den inhärenten Unsicherheiten einer Prognose Rechnung zu tragen, wurden drei Entwicklungspfade in Form von Szenarien abgeleitet. Diese drei Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Zubau- und Rückbauleistung sowie der Vollbenutzungsstunden innerhalb eines Jahres und damit in Bezug auf die erzeugten und eingespeisten Strommengen. Die Logik der Vermarktungsentscheidung auf Seiten der Anlagenbetreiber ist hingegen in allen Szenarien identisch gewählt. Folgende Entwicklungen werden in den drei Szenarien unterstellt:

- 1) Das Trendszenario bildet den aus Sicht von P3 energy und IFHT wahrscheinlichsten Entwicklungspfad ab. Hierbei sind folglich die wahrscheinlichsten Entwicklungen im Anlagenzubau und den Vollbenutzungsstunden dargestellt.
- 2) Gegenüber dem Trendszenario spiegelt das obere Szenario den höchsten erwarteten Zubau neuer Anlagen wider und unterstellt zugleich die höchsten Vollbenutzungsstunden innerhalb der realistisch zu erwartenden Bandbreite.
- 3) Analog zum oberen Szenario werden im unteren Szenario der geringste Zubau sowie die geringsten Vollbenutzungsstunden unterstellt.

Die Bandbreite der Szenarien der Jahresprognose 2015 wird ab der zweiten Jahreshälfte 2015 entwickelt. Die Mittelfristprognose bis 2020 stellt eine Fortschreibung der Jahresprognose 2015 dar.

2.2 Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung

Zur Ermittlung der installierten Leistung wurde zunächst der Anlagenbestand auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Stamm- und Bewegungsdaten für jeden einzelnen Energieträger bis zum 31.12.2014 ermittelt [ÜNB14]. Zusätzliche Plausibilitätskontrollen dienten der Überprüfung einzelner Datenbestände. Für den Anlagenbestand ab dem Jahr 2015 wurde das Anlagenregister der Bundesnetzagentur herangezogen und mit dem Stand zum 30.06.2015 ausgewertet [BNetzA15]. Weitere öffentlich verfügbare Quellen, u.a. des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) oder des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) dienten einem Abgleich bzw. einer Ergänzung [BMWi15e, BDEW15, IWES14]. Auf Grundlage des Ausgangspunktes der installierten Leistung zum Ende Juni 2015 (für alle Technologien) wurden schließlich Entwicklungsfade für den Zu- sowie Rückbau einzelner Energieträger ermittelt. Insofern wurde ab der zweiten Jahreshälfte die Entwicklung nach einzelnen Szenarien differenziert.

Zur Abbildung der Entwicklung der installierten Leistung der Technologie „Photovoltaik-Freiflächenanlagen“ wurden die bisherigen Erfahrungen und Resultate aus den durchgeführten Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderung für Freiflächenanlagen zusätzlich herangezogen (§ 55 EEG 2014). Für alle weiteren Energieträger sind Ausschreibungen spätestens ab 2017 vorgesehen. Die derzeit in diesem Kontext noch unsichere Ausgestaltung der Rahmenbedingungen lässt keine fundierten Annahmen zur Marktentwicklung zu, so dass die Prognose der Entwicklung (Mittelfristprognose) auf Grundlage der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen durchgeführt wurde.

Die regionale Verteilung der Zubauleistung³ je Energieträger wird für jeden Monat und jedes Szenario durchgeführt. Der Zubau je Bundesland wird u.a. mittels Branchenbefragungen und beruhend auf eigenen Berechnungen prognostiziert. Die Verteilung auf Postleitzahl-Gebiete erfolgt anschließend auf Basis eines multikriteriellen Verfahrens, das anhand einheitlicher Kriterien, u.a. auf Basis des Ertragspotentials, der Flächenverfügbarkeit sowie Ausschlussflächen und der heute vorhandenen installierten Leistung über die Verortung der Erzeugungskapazitäten entscheidet. Die Datengrundlage für die Berechnung der Flächenpotentiale sowie der Ausschlussflächen bilden die öffentlich zugänglichen Corine-Land-Cover Daten [EEA], die Natura 2000 Daten [EEAa] und die Daten des Digital Chart of the World [DMA] sowie Deutschlanddaten des DDS [DDS]. Die unterschiedlichen Kriterien werden hierbei gewichtet und in ein gemeinsames Entscheidungskriterium überführt. Detailliertere Informa-

³ Deltabetrachtung aus Neuinstallation von Anlagen oder Repowering abzüglich etwaigen Rückbaus

tionen werden in den folgenden Kapiteln aufgeführt. Die postleitzahl-scharfe Verteilung bildet so- dann die Grundlage für die regional aufgelöste Berechnung der Stromerzeugung.

Für die Ermittlung der Stromerzeugung wird ein „Normal“-Wetterjahr herangezogen. Dieses „Nor- mal“-Wetterjahr entspricht bezüglich der Vollbenutzungsstunden einem langjährigen Erwartungs- wert. Bei dargebotsabhängigen Energieträgern spiegeln außerdem die monatlichen und stündlichen Erzeugungsprofile den langjährigen Durchschnitt wieder.

Die Synthese eines „Normal“-Wetterjahrprofils für dargebotsabhängige Energieträger (Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik) beruht auf einem mehrstufigen Verfahren auf Basis historischer Wetterdaten (Windgeschwindigkeiten, Solarstrahlung). Für diese Energieträger wird eine Mittelwertzeitreihe stündlich aufgelöster historischer Wetterdaten gebildet. Anschließend erfolgt je Monat die Auswahl eines Monatsprofils aus einem historischen Jahr mit der geringsten Abweichung zum langjährigen Mittelwert im jeweiligen Monat. Somit ergibt sich durch Zusammenfügen der stündlichen Zeitreihen der einzelnen Monate ein ebenfalls stündliches „Normal“-Wetterjahrprofil.

Die Prognose der weiteren Entwicklung der Vollbenutzungsstunden z.B. in Folge des technischen Fortschritts basiert je Energieträger auf einer Auswertung historischer Daten zur Ableitung von Trends sowie einer Analyse von veröffentlichten Studien und dem Ergebnis der durchgeführten Bran- chenbefragungen. Darüber hinaus werden zur Aufspannung des beschriebenen Szenariotrichters ein oberes und unteres Szenario definiert. Das spezifische Vorgehen für die einzelnen Technologien ist in den folgenden Kapiteln erläutert.

Für dargebotsabhängige Energieträger (Windenergie an Land, Windenergie auf See, Photovoltaik) erfolgt, mit Hilfe des beschriebenen „Normal“-Wetterjahrprofils, anschließend die Ermittlung stünd- licher sowie regional aufgelöster Stromerzeugungszeitreihen. Dabei werden reale, typische Lei- stungskennlinien von Windenergieanlagen herangezogen. Für Photovoltaik wird ein Modell eines PV- Moduls verwendet, um die abgegebene elektrische Leistung in Abhängigkeit der lokalen solaren Strahlung zu ermitteln. Daraus entsteht für jede Postleitzahlregion eine Erzeugungszeitreihe je Ener- gieträger. Durch Summation aller lokalen Zeitreihen entsteht die bundesweite Erzeugungszeitreihe.

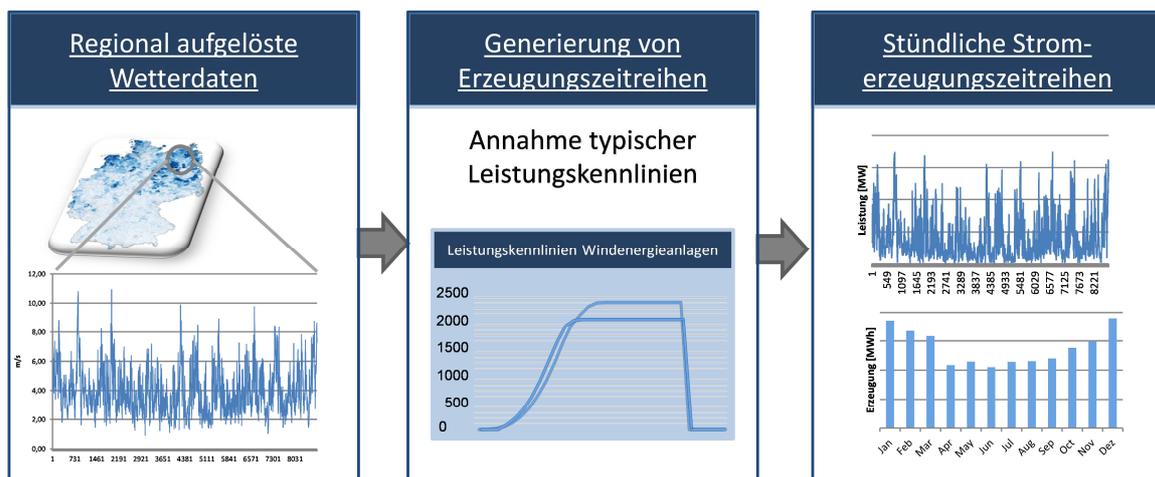


Abbildung 6: Vorgehen zur Ermittlung von Stromerzeugungszeitreihen am Beispiel Windenergie an Land

Da für steuerbare, nicht dargebotsabhängige Energieträger (DKG-Gas, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft) die Schwankungen in der Stromerzeugung im Zeitverlauf gering ausfallen, werden die Marktwertfaktoren dieser Anlagen bereits per Gesetz mit 1 festgelegt [EEG14⁴]. Aus diesem Grund wird für diese Energieträger im Rahmen des Gutachtens von einer konstanten Stromerzeugung ausgegangen. Die Bestimmung der monatlichen Erzeugungsmenge erfolgt proportional zur Anzahl der Tage im jeweiligen Monat, wobei insbesondere die Jahre 2016 und 2020 als Schaltjahre Beachtung finden. Eine Ausnahme zu diesem Vorgehen stellt die Stromerzeugung aus Wasserkraft dar. Für Wasserkraft wird ein monatliches „Normal“-Einspeiseprofil aus historischen Erzeugungsprofilen der ENT-SO-E abgeleitet [ENT15]. Innerhalb eines Monats wird hingegen wieder von einer konstanten Erzeugung ausgegangen.

2.3 Inanspruchnahme von Vermarktungsoptionen und Vergütungszahlungen

In der aktuellen Fassung des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien, das zum 01.08.2014 in Kraft getreten ist, existieren verschiedene in § 20 EEG 2014 definierte Veräußerungsformen, wobei die geförderte Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 EEG 2014 die Regel darstellt. Darüber hinaus steht es Anlagenbetreibern frei ihren Strom in der sonstigen Direktvermarktung zu veräußern. Eine feste Einspeisevergütung nach § 37 EEG 2014 gilt nur noch für Anlagen (Inbetriebnahme nach dem 01.08.2014), deren installierte Leistung 500 kW_{el}⁵ (2015) respektive 100 kW_{el}⁶ (2016 ff.) nicht überschreitet. Für Bestandsanlagen greift an dieser Stelle der Bestandsschutz nach § 100 EEG 2014. Die feste Einspeisevergütung in Ausnahmefällen stellt eine Randerscheinung dar, von der nach Analyse der Bewegungsdaten derzeit lediglich in geringem Umfang Gebrauch gemacht wird. Das Grünstromprivileg entfällt mit Inkrafttreten des EEG 2014 ersatzlos.

Darüber hinaus entspricht in der geförderten Direktvermarktung die Managementprämie⁷ für Neuanlagen 0,4 ct/kWh für nicht regelbare Anlagen (Wind/PV) und 0,2 ct/kWh für regelbare Anlagen. Ab dem 01.01.2015 sinkt die Managementprämie für Bestandsanlagen nach § 100 Abs. 1 Nr. 8 EEG 2014 ebenfalls auf 0,4 ct/kWh (Wind/PV) bzw. auf 0,2 ct/kWh (sonstige).

2.3.1 Bestimmung der Leistungsanteile in den verschiedenen Vermarktungsoptionen

Der gesetzlichen Forderung zur Differenzierung der Zahlungsströme nach den einzelnen Vermarktungsformen nachgehend, wurden in diesem Gutachten die Bestands- und Zubauleistungen monats-scharf auf die einzelnen Vermarktungsformen aufgeteilt. Die Vermarktungsentscheidungen der Anlagenbetreiber wurden mithilfe einer Zeitreihenanalyse aus historischen Daten extrahiert, so dass diese für die Zukunft modellhaft prognostiziert werden konnten. Darüber hinaus wurde das Modell durch die Ergebnisse von Branchenbefragungen erweitert. Wesentlicher Treiber (mit Ausnahme der Photovoltaik aus „sonstigen Anlagen“⁸) für die Aufteilung der Neuanlagen auf die Vermarktungsoptionen stellt die verpflichtende Direktvermarktung dar. Es ist zu konstatieren, dass bei Windenergie und Geothermie alle Neuanlagen mit ihrer Anlagenleistung oberhalb der Schwelle für die verpflichtende Direktvermarktung liegen und somit bei diesen Technologien kein Zuwachs in der festen

⁴ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) - Anlage 1 (zu § 34): Höhe der Marktprämie Abs. 2.1

⁵ Inbetriebnahme vor dem 01.01.2016

⁶ Inbetriebnahme ab dem 01.01.2016

⁷ Die Managementprämie wird im EEG 2014 für Neuanlagen nicht mehr separat ausgewiesen.

⁸ Mit sonstigen Anlagen werden alle Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie bezeichnet, die an oder auf Gebäuden installiert, also nicht freistehend sind.

Einspeisevergütung zu erwarten ist. Darüber hinaus ist in der Empirie über alle Energieträger hinweg ein Nettowechsel von Anlagen heraus aus der festen Einspeisevergütung hin in die geförderte Direktvermarktung zu beobachten. Dieser Wechseltrend wird in seiner Charakteristik fortgeschrieben und weist im Allgemeinen einen nicht-linearen, degressiv steigenden Verlauf auf. Die daraus folgende inhärente Konvergenz der Wechselquote ist fundamental schlüssig, da ein gewisser Anlagensockel stets in der festen Einspeisevergütung verbleiben wird.

Die Festpreisvergütung in Ausnahmefällen hat im Allgemeinen laut Branchenmeinung keine hohe Relevanz [BDEW15b]. Sie wird lediglich bei Windenergie an Land und Photovoltaik in geringem Maße in Anspruch genommen. Es wird erwartet, dass diese Vermarktungsform in Zukunft ebenfalls keine Rolle spielt und demnach keine Anlagen über diesen Kanal vermarktet werden [BDEW15b].

Die sonstige Direktvermarktung wird ebenfalls nicht oder in sehr geringem Maße in Anspruch genommen und hat nach Branchenmeinung in der Zukunft auch keine große Bedeutung [BDEW15b]. Daher wird in diesem Gutachten die Annahme getroffen, dass diese Vermarktungsform eine Ausnahmeerscheinung bleibt und die Leistungen sich in Zukunft bezogen auf den aktuellen Stand nicht verändern werden.

2.3.2 Bestimmung der Vergütungszahlungen

Die Vergütungssätze unterscheiden sich in den verschiedenen Vermarktungsformen hinsichtlich der Inbetriebnahme der EEG-Anlagen und der Leistungsklasse in ihrer Höhe. Die Prognose der zukünftigen Vergütungszahlungen für jeden Energieträger erfolgt über die Bestimmung der durchschnittlichen Vergütungssätze und den gemäß Kapitel 2.2 ermittelten Stromerzeugungsmengen.

Diese für den Folgemonat zu bestimmenden Durchschnittsvergütungen $\emptyset V_t$ setzen sich aus vier Fragmenten zusammen, die über ihre Anteile an der jeweiligen Einspeisung gewichtet werden:

1. Der Durchschnittsvergütungssatz des vorangegangenen Monats $\emptyset V_{t-1}$ fließt anteilig mit dem Gewichtungsfaktor β_1 in die Kalkulation ein. Der Gewichtungsfaktor β_1 entspricht dabei der Energiemenge, die aus der im vergangenen Monat installierten Leistung, in der entsprechenden Vermarktungsform resultiert.
2. Die zweite Komponente besteht aus dem Durchschnittsvergütungssatz des Zubaus $\emptyset V_t^{Zubau}$, der mit dem Gewicht β_2 Berücksichtigung findet. Dieser Durchschnittsvergütungssatz wird aus den gesetzlichen Ansprüchen der Neuanlagen bestimmt. Die Ansprüche nach dem EEG 2014 unterliegen dabei einer (vom Zubau abhängigen) Degression. Deshalb führt der Zubau zu einer degressiven Abnahme der Durchschnittsvergütung. Um den Zubau den EEG Leistungskategorien zuordnen zu können, wird angenommen, dass sich die Neuanlagen, wenn keine weiteren Informationen vorliegen, nach der gleichen Leistungsverteilung wie die bisherigen Anlagen aufteilen. Der Gewichtungsfaktor β_2 entspricht der Energiemenge, die aus der Zubauleistung in der entsprechenden Vermarktungsform resultiert.
3. Zudem findet zwischen den verschiedenen Vermarktungsformen ein Wechsel statt, der über eine Wechselquote modelliert wird. Zum einen wird daher im Allgemeinen ein Wechsel hin zur betrachteten Vermarktungsform $\emptyset V_{t-1}^{Zu-Wechsel}$ mit dem Gewichtungsfaktor β_3 betrachtet. Auch hier geht der Gewichtungsfaktor aus der Energiemenge hervor, der sich aus der zugehörigen Leistung ergibt. Für die Verteilung der Anlagenleistungen der wechselnden Anlagen wird angenommen, dass sie identisch zu der Leistungsverteilung der Anlagen ist aus deren Kategorie sie wechseln. Diese Prämisse führt dazu, dass die Durchschnittsvergütung der wechselnden Anlagen $\emptyset V_{t-1}^{Zu-Wechsel}$ identisch zu der Durchschnittsvergütung der Anlagen ist, aus deren Kategorie die Anlagen hinüber wechseln.
4. Zuletzt wird ein Verlassen aus der betrachteten Vermarktungsform weg in eine andere Vermarktungsform $\emptyset V_{t-1}^{Weg-Wechsel}$ mit dem Gewichtungsfaktor β_4 berücksichtigt. Die Prämisse

sen für die Höhe der Durchschnittsvergütung $\phi V_{t-1}^{Weg-Wechsel}$ und den Gewichtungsfaktor β_4 gilt hier analog zum vorangegangenen Aufzählungspunkt.

Es wird ein Netto-Wechselverhalten aus der Festpreisvergütung in die geförderte Direktvermarktung erwartet. Bestandsanlagen, die in die geförderte Direktvermarktung wechseln, beeinflussen mit ihrem jeweiligen Durchschnittsvergütungssatz $\phi V_{t-1}^{wechsel}$ daher ebenfalls die zu ermittelnde Zielgröße. Algebraisch lässt sich dieser Zusammenhang wie folgt darstellen:

$$\phi V_t = \beta_1 \cdot \phi V_{t-1} + \beta_2 \cdot \phi V_t^{Zubau} + \beta_3 \cdot \phi V_{t-1}^{Zu-Wechsel} + \beta_4 \cdot \phi V_{t-1}^{Weg-Wechsel}$$

Aus dieser Darstellung ist ersichtlich, dass für die Marktprämie dem degressiven Effekt des Zubaus auf die Durchschnittsvergütung der Wechsel von Bestandsanlagen in diese Vermarktungsform entgegen wirkt.

Die technologiespezifischen Vergütungszahlungen in der Festpreisvergütung ermitteln sich aus dem Produkt der Einspeisemengen aller geförderten Anlagen mit ihren individuellen Vergütungssätzen. Auf aggregierter Ebene kann die Bestimmung der Vergütungszahlung einer Technologie ebenso aus dem Produkt der Durchschnittsvergütung in dieser Vermarktungsform und der gesamten Einspeisung erfolgen.

$$\begin{bmatrix} E_{1,t} \\ E_{2,t} \\ \vdots \\ E_{n,t} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \text{spez. } V_{1,t} \\ \text{spez. } V_{2,t} \\ \vdots \\ \text{spez. } V_{n,t} \end{bmatrix} = VZ_t = E_{ges,t} \cdot \phi V_t$$

Zur Bestimmung der Vergütungszahlung in der Marktprämie wird der zuvor ermittelte durchschnittliche Vergütungssatz des Monats mit dem monatlichen Marktwert des Energieträgers sowie der Managementprämie (gemäß EEG 2012) verrechnet. Der Marktwert des Energieträgers ergibt sich aus dem Produkt des monatlichen Marktwertfaktors und dem durchschnittlichen Strompreis des Monats (Base-Preis). Die Prognose der Marktwertfaktoren sowie der Strompreise oblag einem gesonderten von den Übertragungsnetzbetreibern beauftragten Gutachten [EBP15].

Vermiedene Netzentgelte (vNE) fallen für alle Energieträger an, die in das Verteilnetz einspeisen. Dazu zählen alle nach dem EEG vergüteten Energiemengen mit Ausnahme des überwiegenden Teils an Windenergie auf See. Lediglich der Offshore-Windpark Alpha-Ventus speist in das 110 kV-Netz ein. Es ist keine strukturelle Veränderung in den vNE zu erwarten, weshalb die zukünftigen Zahlungen aus den prognostizierten Strommengen und den spezifischen vNE aus dem Jahr 2014 abgeleitet werden. Auf die energieträgerspezifischen Annahmen und Berechnungen wird in den einzelnen Kapiteln näher eingegangen.



3 JAHRESPROGNOSE FÜR EEG GEFÖRDERTE ANLAGEN FÜR DAS JAHR 2016

3.1 Wasserkraft

3.1.1 Entwicklung der Leistung bis 2015

Am Jahresende 2014 waren 1.465 MW Leistung in EEG-geförderten Wasserkraftanlagen installiert und somit 10 MW weniger als am Ende des Jahres 2013. Dabei wurden etwa 15 MW ausser Betrieb genommen und lediglich knapp 5 MW neu installiert. Der größte Anteil des Rückbaus ist altersbedingt erfolgt und hat dabei mit etwa 40% in Nordrheinwestfalen stattgefunden. Der höchste Anteil der neu in Betrieb genommenen Anlagen erfolgte mit etwa 45% in Bayern [ÜNB14].

Insgesamt ist ein rückläufiger Zubau an EEG-geförderten Wasserkraftanlagen seit 2010 erkennbar, der vornehmlich auf die restriktiven ökologischen Anforderungen, unter anderem aus verpflichtenden Umbaumaßnahmen gemäß naturschutzrechtlicher Vorgaben im Rahmen des Wasserhaushaltgesetzes, zurückzuführen ist.

Tabelle 1: Bisherige Entwicklung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland

	2010	2011	2012	2013	2014
Leistungszubau [MW] (brutto)	95	39	29	92	-10
Leistung zum Jahresende⁹ [MW]	1.316	1.355	1.383	1.475	1.465
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	5.665	4.843	5.417	6.265	5.570

Quelle: [ÜNB10-14, ÜNB14]

3.1.2 Prognose der installierten Leistung bis 2016

Gemäß dem EEG-Anlagenregister wurden bis zur Mitte des Jahres 2015 (Stand 30.06.2015) Anlagen mit einer Leistung von ca. 2 MW neu installiert [BNetzA15]. Grundsätzlich sind die wirtschaftlichen und technischen Potenziale für neue Laufwasserkraftwerke weitestgehend ausgeschöpft. Zugleich ist ein stagnierender Zubau infolge der umfangreichen naturschutzrechtlichen Vorgaben, im Rahmen des Wasserhaushaltgesetzes sowie deren Umsetzung durch die Wasserbehörden der Länder, erkennbar. Diese wasserrechtlichen bzw. ökologischen Auflagen stellen ein derzeit nur sehr schwer

⁹ Die installierte Leistung zum Jahresende umfasst Stilllegungen ggf. nicht vollständig, da hierzu keine umfassenden Informationen vorliegen.

kalkulierbares Investitionsrisiko dar, das sich in einem reservierten Investitionsverhalten manifestiert [BDEW15a, BW15, BDW15, WKW15]. Zukünftig ist daher davon auszugehen, dass vornehmlich Modernisierungen von bestehenden Anlagen vorgenommen und vereinzelt kleinere Wasserkraftanlagen (<< 2 MW) neu installiert werden.

Nach wie vor bieten Standorte in Süddeutschland das größte Potential für die Stromerzeugung aus Wasserkraft. Neben Bayern und Baden-Württemberg wird zugleich in Nordrheinwestfalen ein weiterer Zubau erwartet. Dabei findet die Fertigstellung einzelner Anlagen zumeist in den Sommermonaten statt, so dass der zum Frühjahr hin ansteigende Abfluss einzelner Gewässer genutzt werden kann [Rei15, BDW15]. Für das Jahr 2015 wird folglich ein moderater Zubau in Höhe von 39 MW (netto) im Trendszenario prognostiziert, der sich im Folgejahr etwa konstant verhält. Das untere Szenario unterstellt einen insgesamt geringfügig niedrigeren Zubau (netto) mit 38 MW und unterstreicht zugleich die restriktiven Auflagen.

Tabelle 2: Entwicklung der Leistung von EEG-geförderter Wasserkraft

		2015	2016
Trendszenario	Zubau [MW]	42	50
	Rückbau [MW]	3	7
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.504	1.547
Oberes Szenario	Zubau [MW]	43	48
	Rückbau [MW]	4	5
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.504	1.548
Unteres Szenario	Zubau [MW]	40	44
	Rückbau [MW]	2	2
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.504	1.541

3.1.3 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Im Falle von Wasserkraft werden die Vollbenutzungsstunden und somit die Stromerzeugung insbesondere von den schwankenden Abfluss- und Niederschlagsmengen beeinflusst. Um dem stochastischen Einfluss der Abflussmengen gerecht zu werden, wurden für die Prognose mehrere historische Jahre in die Berechnung einbezogen. Die Prognose der Vollbenutzungsstunden basiert auf einer langjährigen Trendanalyse der historischen Daten der Übertragungsnetzbetreiber und des BDEW (1990-2013) [ÜNB10-14, ÜNB14, BDEW15]. Darüber hinaus wurde ein Abgleich mit weiteren Quellen vorgenommen [BMWi15b, IEL14, R2B13].

Die Technologie Wasserkraft stellt eine seit längerem ausgereifte Technik dar. Daher sind in der weiteren Entwicklung nur geringe Steigerungen der Vollbenutzungsstunden durch verbesserte Anlagentechnik zu erwarten [BDEW15b]. Dem gegenüber hemmen erhöhte Mindestwasserauflagen die Produktion [BW15]. Da keine klare Tendenz bezüglich der Entwicklung der Vollbenutzungsstunden abzuleiten ist, werden diese in den weiteren Prognosejahren als konstant angenommen.

Für das obere und das untere Szenario wurden die Vollbenutzungsstunden ebenfalls aus einer Auswertung der historischen Daten hinsichtlich der maximalen positiven und negativen Abweichung vom Trendszenario abgeleitet. Im Ergebnis fallen die Vollbenutzungsstunden deutschlandweit im oberen Szenario um 22% höher (Tabelle 4) und im unteren Szenario um 15% niedriger aus (Tabelle 5), als im Trendszenario.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden (Tabelle 3 bis Tabelle 5).

Tabelle 3: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für EEG-geförderte Wasserkraft im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	1.507	323	487
Februar	1.510	296	447
März	1.512	363	548
April	1.515	373	565
Mai	1.518	405	615
Juni	1.520	386	586
Juli	1.528	384	586
August	1.529	341	522
September	1.532	309	474
Oktober	1.535	309	474
November	1.542	295	455
Dezember	1.547	315	487
Jahr 2016	1.547	4.099	6.246

Tabelle 4: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für EEG-geförderte Wasserkraft im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	1.507	395	596
Februar	1.510	362	547
März	1.512	443	670
April	1.515	456	692
Mai	1.518	496	752
Juni	1.520	472	717
Juli	1.528	469	717
August	1.530	417	638
September	1.532	378	580
Oktober	1.535	378	580
November	1.542	361	556
Dezember	1.548	385	596
Jahr 2016	1.548	5.013	7.642

Tabelle 5: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für EEG-geförderte Wasserkraft im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	1.506	274	412
Februar	1.508	251	378
März	1.510	307	464
April	1.513	316	478
Mai	1.515	343	520
Juni	1.517	327	496
Juli	1.524	325	495
August	1.525	289	441
September	1.527	262	400
Oktober	1.530	262	400
November	1.536	250	384
Dezember	1.541	267	411
Jahr 2016	1.541	3.471	5.278

3.1.4 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Der Anteil der installierten EEG-Wasserkraftleistung in der geförderten Direktvermarktung stieg von durchschnittlich 40% in 2014 auf durchschnittlich 44% in 2015 an.

Die verpflichtende Direktvermarktung nach § 37 Abs. 2 EEG 2014 zwingt den überwiegenden Teil der Neubauten in die Direktvermarktung. Nur ein geringer Anteil der neu installierten Anlagen hat die Wahlfreiheit zwischen den verschiedenen Vergütungsformen. Die Expertenbefragung ergab ein eindeutiges Meinungsbild, wonach keine signifikanten Veränderungen der Vermarktungsform bei Bestandsanlagen erwartet werden [BDW15, BDEW15b]. Ein Wechsel in die Direktvermarktung mit Marktprämie würde zudem Investitionen in die Regelbarkeit der Anlage erforderlich machen [BDEW15b]. Aus weiteren Befragungen war zu entnehmen, dass, insbesondere bei kleinen Anlagenbetreibern, keine freiwilligen Wechsel von der Festvergütung in die Marktprämie erfolgen werden,

da die Direktvermarktung einen erhöhten Verwaltungsaufwand mit sich bringe und den Anlagenbetreiber nur unwesentlich besser stelle [BW15]. Diese Einschätzung deckt sich mit eigenen Analysen zur Entwicklung der Vermarktungsanteile.¹⁰

Für das Jahr 2016 ist demnach eine Steigerung des Leistungsanteils in der Direktvermarktung mit Marktprämie auf 48% zu erwarten. Da diese Vermarktungsform zumeist von Betreibern hoch ausgelasteter Anlagen gewählt wird, fallen die Vollbenutzungsstunden hier höher aus als in der Festpreisvergütung. Diese Einschätzung leitet sich aus den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber ab und wird entsprechend fortgeschrieben.

Im oberen Szenario ist mit einem leicht erhöhten (Netto)-Zubau gegenüber dem Trendszenario zu rechnen. Der höhere Zubau wird größtenteils über die geförderte Direktvermarktung veräußert. Der geringe Unterschied in den Leistungen zwischen dem Trend- und dem oberen Szenario führt allerdings ebenfalls zu einem Vermarktungsanteil von 48% in der geförderten Direktvermarktung. Den größten Einfluss in diesem Szenario haben die um 22% erhöhten Vollbenutzungsstunden, die maßgeblich für die größeren Vermarktungsmengen verantwortlich sind.

Für das untere Szenario ist der (Netto)-Zubau leicht geringer als im Trendszenario. Anteilsmäßig ergibt sich mit einer Vermarktung von 48% über die Marktprämie ebenfalls kein Unterschied. Auch hier ist der energetische Unterschied in erster Linie auf die um 15% geringeren Vollbenutzungsstunden zurückzuführen.

Daraus ergeben sich die in Tabelle 6 aufgeführten Vermarktungsmengen.



¹⁰ Bewegungsdaten und Direktvermarktungsdaten bis einschließlich Juli 2015

Tabelle 6: Entwicklung der Vermarktungsmengen von EEG-geförderter Wasserkraft in der Marktprämie für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	280	342	237
Februar	258	316	219
März	319	390	270
April	331	405	280
Mai	363	444	306
Juni	348	425	293
Juli	350	428	295
August	313	383	264
September	285	349	240
Oktober	287	351	242
November	277	339	233
Dezember	298	365	251
Jahr 2016	3.709	4.537	3.129

Feste Einspeisevergütung

Im Jahr 2014 befanden sich im Durchschnitt 60% der installierten EEG-Wasserkraftleistung in der festen Einspeisevergütung. Dieser Anteil sank 2015 auf durchschnittlich 54% ab. Aufgrund der im vorangegangenen Abschnitt erläuterten Prämissen wird sich der Leistungsanteil in der festen Einspeisevergütung im Durchschnitt bei 51% einpendeln.

Die Abweichungen des oberen- und des unteren Szenarios sind – wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert - maßgeblich auf unterschiedliche Annahmen in den Vollbenutzungsstunden zurückzuführen. Die zu erwartenden Vermarktungsmengen sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Entwicklung der Vermarktungsmengen von EEG-geförderter Wasserkraft in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	201	246	170
Februar	182	223	154
März	221	271	187
April	226	277	191
Mai	244	298	206
Juni	231	282	195
Juli	228	279	193
August	201	246	171
September	182	222	154
Oktober	181	221	153
November	172	210	146
Dezember	182	223	155
Jahr 2016	2.451	2.999	2.076

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB¹¹ hat die sonstige Direktvermarktung bei Wasserkraft keine große Bedeutung. Es ist nicht zu erwarten, dass diesbezüglich große Änderungen eintreten werden. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in dieser Vermarktungsform konstant fortgeschrieben.

3.1.5 Prognose der Vergütung

Marktprämie und feste Einspeisevergütung

In Kapitel 2.3 wird das methodische Vorgehen zur Bestimmung der Vergütungszahlungen vorgestellt. Im Jahr 2016 werden voraussichtlich Vergütungszahlungen in Höhe von ca. 215 Mio. Euro in der geförderten Direktvermarktung sowie Vergütungszahlungen in Höhe von ca. 257 Mio. Euro in der festen Einspeisevergütung fällig. In Tabelle 8 sind die resultierenden Berechnungsergebnisse monats-scharf für das Trendszenario und in den Tabellen 9 und 10 die Ergebnisse für das obere und untere Szenario dargestellt. Die Unterschiede in den Szenarien resultieren in erster Linie aus unterschiedlichen Annahmen für Vollbenutzungsstunden.

Vermiedene Netzentgelte

Nach der ebenfalls in Kapitel 2.3 vorgestellten Methodik werden für das Jahr 2016 vermiedene Netzentgelte in Höhe von 40,2 Mio. Euro prognostiziert. In Tabelle 8 sind die resultierenden Berechnungsergebnisse monats-scharf für das Trendszenario und in den Tabellen 9 und 10 die Berechnungsergebnisse für das obere- und das untere Szenario aufgeführt.

¹¹ bis einschließlich Juli 2015

Tabelle 8: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderte Wasserkraft im Jahr 2016 – Trendszenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	21.013	15.568	3.325
Februar	19.066	14.209	3.036
März	23.166	18.360	3.661
April	23.668	19.410	3.749
Mai	25.518	21.663	4.057
Juni	24.149	21.020	3.828
Juli	23.847	20.435	3.791
August	21.092	18.678	3.634
September	19.040	16.192	3.298
Oktober	18.942	16.313	3.344
November	17.973	15.372	3.204
Dezember	19.112	17.325	3.381
Jahr 2016	256.588	214.544	42.309

Tabelle 9: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderter Wasserkraft im Jahr 2016 - Oberes Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	25.709	19.463	4.068
Februar	23.326	17.762	3.714
März	28.343	22.879	4.478
April	28.957	24.168	4.587
Mai	31.220	26.924	4.964
Juni	29.545	26.303	4.683
Juli	29.175	25.434	4.638
August	25.805	23.268	4.446
September	23.294	20.124	4.034
Oktober	23.174	20.278	4.091
November	21.989	19.086	3.921
Dezember	23.382	21.734	4.136
Jahr 2016	313.919	267.423	51.762

Tabelle 10: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderte Wasserkraft im Jahr 2016 - Unteres Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	17.787	12.480	2.814
Februar	16.140	11.379	2.569
März	19.613	14.712	3.097
April	20.041	15.720	3.171
Mai	21.610	17.491	3.430
Juni	20.453	17.003	3.236
Juli	20.205	16.421	3.202
August	17.872	15.021	3.069
September	16.134	13.016	2.784
Oktober	16.053	13.114	2.823
November	15.237	12.302	2.703
Dezember	16.206	13.828	2.851
Jahr 2016	217.350	172.488	35.750

3.1.6 Zusammenfassung

Der Zubau von Wasserkraft erfolgt langsam, da die Potenziale weitestgehend erschöpft sind und ökologische Auflagen strenger werden. Gleiches gilt für die Potenziale der Vollbenutzungsstunden, die aufgrund von ausgereifter Technik und Mindestwasserauflagen ebenfalls bereits ausgeschöpft sind. Die Spreizung der Szenarien untereinander ist im Wesentlichen aus den empirisch analysierten Extremausprägungen der Vollbenutzungsstunden abgeleitet. Für den Teil der Wasserkraftanlagen, die nach dem EEG vergütet werden, ist bis Ende 2016 ein starker Anstieg der installierten Leistung in der geförderten Direktvermarktung zu erwarten, so dass die Leistungsanteile, verteilt auf die feste Einspeisevergütung und die geförderte Direktvermarktung, nahezu ausgeglichen sind.

3.2 Deponie, -Klär- und Grubengas

3.2.1 Entwicklung der Leistung bis 2015

Tabelle 11 führt die Entwicklung der installierten Leistung von Deponie-, Klär- und Grubengas (DKG) seit 2010 auf. Seitdem ist die installierte Leistung nahezu konstant, lediglich bei Grubengas gab es 2011 einen netto Zubau von ca. 6 MW, gefolgt von einem leichten Rückbau in den folgenden Jahren bis 2014. Insgesamt entfielen ca. 69% der Stromerzeugung aus Grubengas auf Nordrhein-Westfalen und 31% auf das Saarland [ZSW14].

Bei Klärgas betrug der EEG-Zubau (brutto) seit 2010 weniger als 1 MW pro Jahr. Dies entspricht deutschlandweit zwei Gasmotoren mit je 500 kW Leistung [ZSW14]. Die meisten Anlagen und auch Neubauprojekte dienen dem Eigenverbrauch und fallen nicht unter das EEG [ZSW14, HER15]. Die installierte Leistung entfällt vor allem auf die Bundesländer Niedersachsen, Bayern, Hessen und NRW.

Aufgrund des seit 2005 geltenden Ablagerungsverbotes von nicht vorbehandelten organischen Abfällen, ist die entstehende Deponiegasmenge rückläufig [ZSW14]. Für einen technischen und wirtschaftlichen Betrieb ist zugleich eine bestimmte Gasbildungsrate erforderlich, die mit sinkendem Gasvorkommen abnimmt. Zur effizienteren Nutzung der noch vorhandenen Gasvorkommen werden vorhandene Gasmotoren mit Motoren einer geringeren Leistung ersetzt oder infolge der Ausgasung stillgelegt [IEL14]. Daraus resultiert eine insgesamt rückläufige installierte Leistung. Im Jahr 2011 lag der EEG-Zubau noch bei rund 1,6 MW (brutto) [ZSW14].

Tabelle 11: Bisherige Entwicklung von Deponie-, -Klär- und Grubengas in Deutschland

		2010	2011	2012	2013	2014
Leistungszubau [MW] (brutto)	Gesamt	-1	3	-2	1	-1
	Deponiegas	2	-1	1	0	1
	Klärgas	-3	-1	-1	1	-1
	Grubengas	0	6	-3	-1	-1
Leistung zum Jahresende¹² [MW]	Gesamt	555	559	556	557	556
	Deponiegas	211	210	211	210	211
	Klärgas	101	100	99	100	99
	Grubengas	244	250	247	246	246
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	Gesamt	1.963	1.815	1.769	1.776	1.640

Quelle: [ÜNB10-14, ÜNB14]

¹² Die installierte Leistung zum Jahresende umfasst Stilllegungen ggf. nicht vollständig, da hierzu keine umfassenden Informationen vorliegen.

3.2.2 Prognose der installierten Leistung bis 2016

Wie bereits in Kapitel 3.2.1 aufgeführt, ist aufgrund des Ablagerungsverbotes von nicht vorbehandelten organischen Abfällen die Deponiegasmenge abnehmend. Daher wird vereinzelt ein Downsizing betrieben oder es finden Stilllegungen von Anlagen statt. Da sich dieser Trend absehbar fortsetzt, ist in Summe mit einem Rückbau der Leistung zu rechnen [BMWi15c].

Die Potenziale für Klärgas sind bereits weitestgehend ausgeschöpft. So wurden 2011 bereits 79% des Klärgases KWK-Anlagen zugeführt. Es besteht ein theoretisches Potenzial zur Steigerung auf maximal 90% [ZSW14]. Darauf beruhend wird im Trendszenario ein moderater Zubau für die Jahre 2015 und 2016 angenommen.

Das Aufkommen von Grubengas in Deutschland ist rückläufig. Des Weiteren ist nicht absehbar, dass neue Steinkohlebergwerke in Betrieb gehen und eine Erhöhung der Grubengasmengen hervorrufen. Daher ist auch hier mit einem moderaten Rückbau infolge von Stilllegungen zu rechnen.

Das obere Szenario berücksichtigt hingegen einen potenziellen Zuwachs von Deponiegasanlagen zur weiteren Nutzung von Restgasmengen. Das untere Szenario unterstellt hingegen eine insgesamt abfallende Leistung.

Tabelle 12: Entwicklung der Leistung von Deponie, -Klär- und Grubengas

			2015	2016
Trendszenario	Zubau [MW]	Gesamt	1	1
		Deponiegas	0	0
		Klärgas	1	1
		Grubengas	0	0
	Rückbau [MW]	Gesamt	-2	-2
		Deponiegas	-1	-1
		Klärgas	0	0
		Grubengas	-1	-1
	Leistung zum Jahresende [MW]	Gesamt	555	554
		Deponiegas	210	209
		Klärgas	100	100
		Grubengas	245	244

			2015	2016
Oberes Szenario	Zubau [MW]	Gesamt	2	2
		Deponiegas	1	1
		Klär gas	1	1
		Grubengas	0	0
	Rückbau [MW]	Gesamt	0	0
		Deponiegas	0	0
		Klär gas	0	0
		Grubengas	0	0
	Leistung zum Jahresende [MW]	Gesamt	558	560
		Deponiegas	212	213
		Klär gas	100	100
		Grubengas	246	246
Unteres Szenario	Zubau [MW]	Gesamt	1	0
		Deponiegas	0	0
		Klär gas	1	0
		Grubengas	0	0
	Rückbau [MW]	Gesamt	-5	-5
		Deponiegas	-2	-2
		Klär gas	0	0
		Grubengas	-3	-3
	Leistung zum Jahresende [MW]	Gesamt	552	548
		Deponiegas	209	207
		Klär gas	99	100
		Grubengas	243	241

3.2.3 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Prognose der jährlichen Vollbenutzungsstunden wird auf Grundlage historischer Daten der Übertragungsnetzbetreiber (EEG-Anlagenregister, EEG-Bewegungsdaten) und des BDEW durchgeführt [ÜNB14, BDEW15] sowie durch eigene Annahmen ergänzt.

Deponiegas: Bei Deponiegas ergab die Datenanalyse eine Tendenz zu sinkenden Vollbenutzungsstunden, begründet durch geringere verfügbare Gasmengen aufgrund des beschriebenen Ausgangeffekts. Darüber hinaus unterliegen die Vollbenutzungsstunden bei Deponiegas keinen starken stochastischen Schwankungen. Aus diesem Grund wurde der Ist-Stand der Bewegungsdaten 2014 (deutschlandweit 2012 Vollbenutzungsstunden) übernommen und für die weitere Entwicklung die durchschnittliche historische Reduktion der Vollbenutzungsstunden von ca. 5% pro Jahr fortgeschrieben. Das obere und untere Szenario werden mit einer Reduktion der Vollbenutzungsstunden von 3% und 7% aufgespannt. Darüber hinaus wurde ein Abgleich mit weiteren Quellen vorgenommen [BMWi15e, IEL14, R2B13].

Klärgas: Eine Analyse der historischen Daten ergab, dass die Vollbenutzungsstunden von Klärgas keinen starken Schwankungen unterliegen. Aus diesem Grund wurde der Ist-Stand aus den Bewegungsdaten 2014 übernommen und für die weiteren Prognosejahre konstant fortgeschrieben. Für das obere Szenario wurden um 5% höhere Vollbenutzungsstunden und für das untere Szenario um 5% geringere Vollbenutzungsstunden angenommen. Darüber hinaus wurde ein Abgleich mit weiteren Quellen vorgenommen [BMWi15e, IEL14, R2B13].

Grubengas: Bei Grubengas ergab die Datenanalyse ebenfalls eine Tendenz zu sinkenden Vollbenutzungsstunden, begründet v.A. durch rückläufige Gasmengen [IVG15]. Daher wurde der Ist-Stand der Bewegungsdaten 2014 (deutschlandweit 4.627 Vollbenutzungsstunden) übernommen und die weitere Entwicklung mit einer jährlichen Reduktion der Vollbenutzungsstunden von 15 Stunden pro Jahr fortgeschrieben. Aufgrund der teilweise lückenhaften Informationslage, wurden die Vollbenutzungsstunden des oberen und unteren Szenarios in Anlehnung an die vergangenen Gutachten bestimmt. Dies entspricht konstanten Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und sinkenden Vollbenutzungsstunden von 30 Stunden pro Jahr im unteren Szenario.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus DKG-Gasen berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden (Tabelle 13 bis Tabelle 15). Die Berechnung erfolgt separat für die einzelnen Gasarten. Die Ergebnisse werden in den folgenden Ausführungen jedoch summiert dargestellt.

Tabelle 13: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	555	246	136
Februar	555	230	128
März	555	246	136
April	555	238	132
Mai	555	246	136
Juni	555	238	132
Juli	554	246	136
August	553	246	136
September	553	238	132
Oktober	554	246	136
November	554	238	132
Dezember	554	246	136
Jahr 2016	554	2.901	1.608

Tabelle 14: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	558	248	139
Februar	558	232	130
März	558	248	139
April	559	240	134
Mai	559	248	139
Juni	559	240	134
Juli	560	248	139
August	560	248	139
September	560	240	134
Oktober	560	248	139
November	560	240	134
Dezember	560	248	139
Jahr 2016	560	2.929	1.638

Tabelle 15: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	552	243	134
Februar	552	227	126
März	552	243	134
April	551	235	130
Mai	551	243	134
Juni	551	235	129
Juli	549	243	133
August	548	243	133
September	548	235	129
Oktober	548	243	133
November	548	235	129
Dezember	548	243	133
Jahr 2016	548	2.867	1.576

3.2.4 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Der Anteil der geförderten Direktvermarktung an der Gesamtleistung bei Deponie-, Klär-, und Grubengasen lag im Jahr 2014 bei 43% und im Jahr 2015 bei 38%. Sowohl das Grubengasaufkommen, als auch das Deponiegasaufkommen sind aufgrund der Ausgasungseffekte der Flöze sowie aufgrund des Deponierungsverbots nicht thermisch vorbehandelter Abfälle rückläufig. Der Zubau EEG geförderter Gase erfolgt lediglich im Bereich des Klärgases.

Für das Jahr 2016 wird eine Steigerung der geförderten Direktvermarktung auf 40% bezogen auf die installierte Leistung aller Deponie-, Klär-, und Grubengasanlagen prognostiziert. Daraus ergeben sich die in Tabelle 16 aufgeführten Vermarktungsmengen.

Betreiber größerer Anlagen mit hoher Auslastung wählen meist die Marktprämie, weshalb die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden in dieser Vermarktungsform höher ausfallen als in der Festpreisvergütung. Diese Einschätzung leitet sich aus den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber ab und wird entsprechend fortgeschrieben. Im oberen Szenario wird mit einem geringen Zubau von Leistung bei Deponiegasanlagen gerechnet, der durch die Erneuerung von bestehenden

Anlagen zu rechtfertigen ist. Hinzu kommt ein verminderter Rückbau. Die Vollbenutzungsstunden der einzelnen Technologien sind in dieser Extremausprägung geringfügig höher angesetzt. Das untere Szenario prognostiziert hingegen keinen Leistungszubau bei Deponie-, Klär- oder Grubengasanlagen, sondern einen noch erhöhten Rückbau dieser Anlagen. Auch in diesem Szenario ist die Abweichung der Vollbenutzungsstunden nach unten gering. Aus diesem Grund fallen die Vermarktungsmengen im oberen Szenario leicht höher aus und im unteren Szenario geringfügig niedriger aus als im Trendszenario.

Tabelle 16: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Deponie-, Klär- und Grubengas in der Marktprämie für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	79	79	78
Februar	74	74	73
März	79	79	78
April	76	77	76
Mai	79	79	78
Juni	76	77	76
Juli	79	80	78
August	79	80	78
September	76	77	76
Oktober	79	80	78
November	76	77	76
Dezember	79	80	78
Jahr 2016	932	940	927

Feste Einspeisevergütung

In der festen Einspeisevergütung steigen die Vermarktungsanteile moderat von ca. 55% in 2014 auf 62% in 2015. Im Kalenderjahr 2016 wird der Anteil in der Festpreisvergütung bei mit 2 Prozentpunkten auf 60% leicht abfallen. Es werden die in Tabelle 17 dargestellten Vermarktungsmengen erwartet.

Tabelle 17: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Deponie-, Klär- und Grubengas in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	57	59	56
Februar	54	55	52
März	57	59	56
April	55	57	54
Mai	57	59	55
Juni	55	57	53
Juli	57	59	55
August	57	59	54
September	55	57	53
Oktober	57	59	54
November	55	57	53
Dezember	57	59	54
Jahr 2016	675	698	649

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB¹³ hat die sonstige Direktvermarktung bei Deponie-, Klär- und Grubengas keine große Bedeutung. Darüber hinaus ist nicht zu erwarten, dass große Änderungen eintreten werden. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in dieser Vermarktungsform konstant fortgeschrieben.

¹³ bis einschließlich Juli 2015

3.2.5 Prognose der Vergütung

Marktprämie und feste Einspeisevergütung

In Kapitel 2.3 wird das methodische Vorgehen zur Bestimmung der Vergütungszahlungen vorgestellt. Im Jahr 2016 werden voraussichtlich Vergütungszahlungen in Höhe von 36 Mio. Euro in der geförderten Direktvermarktung, sowie Vergütungszahlungen in Höhe von 49 Mio. Euro in der festen Einspeisevergütung fällig. In Tabelle 18 sind die resultierenden Berechnungsergebnisse für das Trendszenario und in Tabelle 19 und Tabelle 20 sind die Berechnungsergebnisse für das obere und untere Szenario dargestellt.

Vermiedene Netzentgelte

Nach der in Kapitel 2.3 vorgestellten Methodik werden für das Jahr 2016 vermiedene Netzentgelte in Höhe von 9,5 Mio. Euro prognostiziert. In Tabelle 18 sind die Berechnungsergebnisse für das Trendszenario und in Tabelle 19 und Tabelle 20 sind die Berechnungsergebnisse für das obere sowie das untere Szenario dargestellt.

Tabelle 18: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016 – Trendszenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	4.194	2.978	795
Februar	3.923	2.723	740
März	4.193	3.103	792
April	4.050	3.071	769
Mai	4.185	3.257	805
Juni	4.046	3.202	778
Juli	4.168	3.129	806
August	4.159	3.229	805
September	4.025	2.893	778
Oktober	4.159	2.994	804
November	4.025	2.788	778
Dezember	4.159	3.077	803
Jahr 2016	49.285	36.443	9.454

Tabelle 19: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016 – Oberes Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	4.317	3.093	810
Februar	4.038	2.829	754
März	4.316	3.207	807
April	4.177	3.172	784
Mai	4.316	3.354	821
Juni	4.176	3.330	794
Juli	4.316	3.238	824
August	4.315	3.347	825
September	4.176	2.990	797
Oktober	4.315	3.095	824
November	4.176	2.877	797
Dezember	4.315	3.224	823
Jahr 2016	50.953	37.757	9.661

Tabelle 20: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016 – Unteres Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	4.066	2.731	781
Februar	3.803	2.494	726
März	4.065	2.850	778
April	3.909	2.871	754
Mai	4.040	3.034	789
Juni	3.897	2.993	762
Juli	4.003	2.900	788
August	3.973	2.999	786
September	3.845	2.682	760
Oktober	3.973	2.777	785
November	3.845	2.570	760
Dezember	3.973	2.834	784
Jahr 2016	47.392	33.733	9.253

3.2.6 Zusammenfassung

Der Zubau von DKG-Gasen ist infolge teilweise bereits ausgeschöpfter Potenziale sowie durch eine abnehmende Deponiegasmenge und erschöpfte Grubengasmengen weiterhin rückläufig. Aufgrund von Ausgasungseffekten ist bei Deponie- und Grubengasanlagen mit einer sinkenden Tendenz bei den Vollbenutzungsstunden bei Bestandsanlagen zu rechnen. Neubauanlagen sind aufgrund des Deponierungsverbots thermisch unbehandelter Abfälle und der geologisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht zu erwarten. Bei Klärgasanlagen wird mit einer Stagnation der bisherigen Vollbenutzungsstunden gerechnet. Über alle Anlagen hinweg ist hinsichtlich der Zahlungen mit keiner nennenswerten Änderung zu rechnen. Absolut sind die Beiträge der Gase an den Einspeisungen und an den Vergütungszahlungen weiterhin gering.

3.3 Biomasse

3.3.1 Entwicklung der Leistung bis 2015

Der Bestand der gemäß EEG geförderten Biomasseanlagen in Deutschland umfasste Ende 2014 etwa 8.000 Anlagen. Die installierte Gesamtleistung betrug dabei 6.732 MW_{el}. [ÜNB14]. Darauf entfallen knapp 3.650 MW auf Biogasanlagen, inkl. Überbauung etwa 3.850 MW [FVB14].

Der Zubau an Neuanlagen ist seit dem Jahr 2011 insgesamt rückläufig. Dies ist vornehmlich auf die veränderten Förderbedingungen der vergangenen EEG und die damit verbundenen Kürzungen der Vergütungssätze zurückzuführen. Bezogen auf die Leistung neu errichteter Anlagen, ist im Jahr 2014 ein erneuter Rückgang verglichen mit 2013 erkennbar. Unter Berücksichtigung der zusätzlichen Überbauung zum Erhalt der Flexibilitätsprämie, wurden im Jahr 2014 insgesamt 182 MW_{el} (Neubau und Überbauung) installiert.

Seit der EEG-Novellierung 2012 wird im Bereich der Festbrennstoffe der mengenmäßige Anlagenzubaubereich im kleineren Leistungsbereich durch Holzvergaseranlagen dominiert. Der wesentliche Anteil des Leistungszuwachses hingegen entfällt weiterhin auf Einzelanlagen mit hohen Leistungen [DBFZ14].

Tabelle 21: Bisherige Entwicklung der Biomasse in Deutschland

	2010	2011	2012	2013	2014
Leistungszubau [MW] (brutto)	579	968	267	221	182
Leistung zum Jahresende¹⁴ [MW]	5.095	6.063	6.330	6.551	6.732
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	25.155	27.977	34.321	36.258	37.908

Quelle: [ÜNB10-14, ÜNB14]

3.3.2 Prognose der installierten Leistung bis 2016

Die Prognose erfolgt differenziert nach den Formen bzw. Aggregatzuständen von Biomasse. Folgende grundsätzliche Rahmenbedingungen gelten hierbei:

- 1) Nach dem 31.12.2011 in Betrieb genommene Pflanzenöl-BHKW erhalten gemäß EEG 2012 keine Vergütung. Aus diesem Grund findet kein Zubau dieser Technologieart statt. Zugleich konnten infolge starker Schwankungen der Pflanzenölpreise zahlreiche Anlagen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden und mussten daher außer Betrieb genommen werden. Trotz wieder abnehmender Pflanzenölpreise, stellt eine Wiederinbetriebnahme ehemals stillgelegter Anlagen eine Ausnahme dar [BWK14].

¹⁴ Die installierte Leistung zum Jahresende umfasst Stilllegungen ggf. nicht vollständig, da hierzu keine umfassenden Informationen vorliegen.

- 2) Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse wurde ein Ausbauziel von bis zu 100 MW_{el} (brutto) pro Jahr festgelegt (§ 3 Nr. 4 EEG 2014). Die anzulegenden Werte nach den §§ 44 bis 46 verringern sich ab dem Jahr 2016 jeweils quartalsweise um 0,5% gegenüber den in den jeweils vorangegangenen drei Kalendermonaten geltenden anzulegenden Werten. Liegt der Zubau oberhalb der festgelegten Zielmarke, erhöht sich die Basisdegression auf 1,27% (§ 28 Abs. 3 EEG 2014).
- 3) Nach dem 01.08.2014 in Betrieb genommene Anlagen (> 100 kW) erhalten für die Bereitstellung zusätzlicher flexibler Leistung einen Flexibilitätszuschlag in Höhe von 40 € pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr (§ 53 EEG 2014). Für Bestandsanlagen wird eine Flexibilitätsprämie für flexibel bereitgestellte Leistung gewährt (§ 54 EEG 2014). Die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie entfällt, sobald der nach dem 31.07.2014 aggregierte Zubau der zusätzlich installierten Leistung den Wert von 1.350 MW_{el} übersteigt (Anlage 3 Nr. 1.5). Anspruch auf die Flexibilitätsprämie haben Betreiber von Anlagen, die gemäß Marktprämienmodell vergütet werden.
- 4) Für Bestandsanlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas verringert sich der Vergütungsanspruch für den Strom, der über die bis zum Jahr 2013 ermittelte höchste Bemessungsleistung der Anlage hinaus eingespeist wird, auf den Monatsmarktwert, oder auf 95% der am 31.07.2014 installierten Leistung der Anlage.
- 5) Grundsätzlich entfallen mit dem EEG 2014 alle einsatzstoffbezogenen „Sondervergütungen“ für neue Biomasseanlagen (Einsatzstoffvergütungsklassen I+II nach BiomasseV¹⁵). Hiervon ausgenommen bleiben Gülleanlagen mit einer installierten Leistung bis zu 75 kW (§ 46 EEG 2014).
- 6) Anlagen mit einer Leistung > 100 kW erhalten Anspruch auf finanzielle Vergütung für Strom aus Biogas für einen reduzierten Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge (§ 47 Abs. 1 EEG 2014). Als Bemessungsleistung wird dabei pauschal 50% des Wertes der installierten Anlagenleistung zu Grunde gelegt. Für den darüber hinausgehend eingespeisten Strom besteht Anspruch auf den Monatsmarktwert an der Strombörse.
- 7) Die Bundesregierung plant, die Förderung von erneuerbaren Energien zukünftig über Ausschreibungsverfahren zu vergeben [BBE15]. Infolge der zum Bearbeitungszeitpunkt der Studie unklaren Rahmenbedingungen für Biomasse wurden Einflüsse von Ausschreibungsverfahren nicht explizit berücksichtigt.

Mit Inkrafttreten des EEG 2014 und den hierdurch induzierten Kürzungen der Förderung wird ein weiterer Rückgang bei Neuanlagen erwartet [BMW15c, BDEW15]. Für die Jahre 2015 und darüber hinaus, kann angenommen werden, dass der Ausbaukorridor von 100 MW mit jährlich 5 – 30 MW neu installierter Leistung deutlich unterschritten wird [FVB14, Rau15, BMW15c]. Infolge der vergleichsweise wirtschaftlich attraktiveren Rahmenbedingungen für Verbrennungsanlagen von Bioabfällen und der Beibehaltung der Förderbedingungen für Güllekleinanlagen bis 75 kW, beruht der Zubau maßgeblich auf diesen Technologiearten [Rau15, DBFZ15]. Den höchsten Leistungszuwachs lässt die Überbauung mit etwa 50 – 100 MW pro Jahr zum Erhalt der Flexibilitätsprämie erwarten [DBFZ15]. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass weder der Ausbaukorridor für Neuanlagen mit 100 MW pro Jahr, noch der Deckel in Höhe von 1.350 MW zum Erhalt der Flexibilitätsprämie im Betrachtungszeitraum erreicht werden.

In den vergangenen Jahren konnte ein Anstieg der Leistung jeweils zum Ende eines Jahres verzeichnet werden [ÜNB14]. Hierdurch kann bereits ab dem Frühjahr eine Nutzung der Anlagen, u.a. zur Verwendung bzw. Weiterverarbeitung der Energieträger aus landwirtschaftlichen Produkten, stattfin-

¹⁵ Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung - BiomasseV)

den. Zugleich wird davon ausgegangen, dass die quartierliche Degression keinen signifikanten Einfluss auf die Verteilung der neuen Anlagen ausübt, da die Zubauhöhe den Zubaupfad in Höhe von 100 MW weit unterschreitet und damit kein nennenswerter Einfluss auf die Senkung der Förderung zu erwarten ist. Aus den genannten Gründen ist zukünftig weiterhin von einer gleichsamem Verteilung des Zubaus hin zum Ende eines Kalenderjahres auszugehen.

Tabelle 22 kann die Leistung von Biomasse für die drei Szenarien entnommen werden.

Tabelle 22: Entwicklung der Leistung von Biomasse

		2015	2016
Trendszenario	Zubau (Neuanlagen) [MW]	15	15
	Überbauung (Flexi-Prämie) [MW]	75	70
	Gesamtzubau [MW]	90	85
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.822	6.832
Oberes Szenario	Zubau (Neuanlagen) [MW]	26	30
	Überbauung (Flexi-Prämie) [MW]	120	115
	Gesamtzubau [MW]	146	145
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.878	6.903
Unteres Szenario	Zubau (Neuanlagen) [MW]	8	5
	Überbauung (Flexi-Prämie) [MW]	55	50
	Gesamtzubau [MW]	63	55
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.795	6.795

3.3.3 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Der Prognose der Vollbenutzungsstunden von Biomasse liegt eine Analyse der Entwicklung der historischen Vollbenutzungsstunden zu Grunde. Die Auswertung basiert auf den Daten des EEG-Anlagenregisters und der Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB14, ÜNB15] sowie auf historischen Daten des BDEW [BDEW15]. Es ergibt sich ein degressiv steigender Verlauf über die Jahre, welcher für die weitere Entwicklung fortgeschrieben wird. Daraus ergeben sich ca. 5.957 Vollbenutzungsstunden für das Jahr 2016. Die Entwicklung geht anschließend einer Sättigung entgegen, was für die weiteren Prognosejahre zur Annahme konstanter Vollbenutzungsstunden führt.

Für das obere und das untere Szenario werden die mittlere positive und negative Abweichung vom ermittelten historischen Entwicklungsverlauf bestimmt. Diese Abweichungen werden zur Berechnung der Vollbenutzungsstunden des oberen und unteren Szenarios anschließend auf die Vollbenutzungsstunden des Trendszenarios bezogen. Dies entspricht 2% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und 6% niedrigeren Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario. Darüber hinaus wurde ein Abgleich mit weiteren Quellen vorgenommen [BMWi15e, IEL14, R2B13].

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Biomasse berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden (Tabelle 23 bis Tabelle 25).

Tabelle 23: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Biomasse im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende inkl. Überbauung [MW]	installierte Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	6.754	6.748	505	3.405
Februar	6.761	6.749	472	3.186
März	6.768	6.750	505	3.406
April	6.775	6.751	488	3.297
Mai	6.782	6.752	505	3.407
Juni	6.789	6.754	488	3.298
Juli	6.796	6.755	505	3.408
August	6.803	6.756	505	3.409
September	6.810	6.757	488	3.300
Oktober	6.817	6.759	505	3.410
November	6.824	6.760	488	3.301
Dezember	6.832	6.762	505	3.412
Jahr 2016	6.832	6.762	5.957	40.239

Tabelle 24: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Biomasse im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende inkl. Überbauung [MW]	installierte Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	6.770	6.760	515	3.479
Februar	6.781	6.762	481	3.256
März	6.793	6.764	515	3.481
April	6.804	6.766	498	3.370
Mai	6.816	6.768	515	3.483
Juni	6.828	6.771	498	3.372
Juli	6.840	6.773	515	3.486
August	6.852	6.775	515	3.487
September	6.864	6.778	498	3.376
Oktober	6.877	6.781	515	3.490
November	6.889	6.784	498	3.379
Dezember	6.903	6.788	515	3.494
Jahr 2016	6.903	6.788	6.076	41.153

Tabelle 25: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Biomasse im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende inkl. Überbauung [MW]	installierte Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	6.745	6.740	474	3.197
Februar	6.749	6.741	444	2.991
März	6.754	6.741	474	3.197
April	6.758	6.741	459	3.094
Mai	6.763	6.742	474	3.198
Juni	6.767	6.742	459	3.095
Juli	6.772	6.743	474	3.198
August	6.776	6.743	474	3.198
September	6.781	6.743	459	3.095
Oktober	6.786	6.744	474	3.199
November	6.790	6.744	459	3.096
Dezember	6.795	6.745	474	3.199
Jahr 2016	6.795	6.745	5.600	37.757

3.3.4 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Im Jahr 2014 sind durchschnittlich 60% der installierten Biomasseleistung der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Dieser Anteil steigt im Jahr 2015 durchschnittlich auf 69%.

Zur Ermittlung der Vermarktungsanteile in der Marktprämie wurden zunächst sämtliche Neuanlagen mit einer Leistung größer 100 kW_{el} der verpflichtenden Direktvermarktung zugeschrieben. Der verbleibende Zubau sowie der Anlagenbestand wechseln mit einer empirisch ermittelten degressiv verlaufenden Quote in die geförderte Direktvermarktung. Die resultierende Sättigung in der Marktprämie deckt sich mit Branchenmeinungen, dass keine deutlichen Änderungen der Vermarktungsanteile zu erwarten sind, da bereits ein hoher Anteil in der Direktvermarktung vorliegt [BDEW15b]. Im Falle der Marktprämie als gewählte Vermarktungsform kann zusätzlich eine Flexibilitätsprämie (ab EEG 2014: Flexibilitätszuschlag) in Anspruch genommen werden. Die entsprechenden Strommengen sind daher in den Strommengen der Marktprämie enthalten.

Für das Jahr 2016 wird erwartet, dass der Anteil in der Marktprämie sich bei durchschnittlich 72% stabilisiert und sich die in Tabelle 26 dargestellten Vermarktungsmengen ergeben. Durch die unterschiedlichen Annahmen für den Leistungszuwachs durch Überbauung und zugebauter Leistung sowie

der Annahme von 2% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario, respektive 6% niedrigeren Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario, setzen sich die resultierenden Vermarktungsmengen vom Trendszenario ab.

Tabelle 26: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Biomasse in der Marktprämie für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	2.445	2.499	2.296
Februar	2.294	2.345	2.154
März	2.458	2.513	2.307
April	2.383	2.437	2.236
Mai	2.466	2.522	2.314
Juni	2.389	2.444	2.241
Juli	2.471	2.528	2.318
August	2.473	2.531	2.319
September	2.394	2.451	2.245
Oktober	2.475	2.535	2.321
November	2.397	2.455	2.247
Dezember	2.478	2.540	2.322
Jahr 2016	29.124	29.799	27.320

Feste Einspeisevergütung

Im Jahr 2014 sind 40% der installierten Biomasseleistung der Festpreisvergütung zugeordnet. Dieser Anteil reduziert sich im Jahr 2015 auf 31%. Analog zur geförderten Direktvermarktung stabilisiert sich der Vermarktungsanteil in der festen Einspeisevergütung im Jahr 2016 bei durchschnittlich ca. 28%. In Tabelle 27 sind die zu erwartenden Vermarktungsmengen dargestellt.

Tabelle 27: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Biomasse in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	958	979	900
Februar	890	909	836
März	946	967	889
April	912	932	857
Mai	940	960	883
Juni	908	927	852
Juli	936	956	879
August	935	955	878
September	904	923	849
Oktober	933	954	877
November	903	922	848
Dezember	933	953	876
Jahr 2016	11.099	11.338	10.422

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB¹⁶ hat die sonstige Direktvermarktung bei Biomasseanlagen keine große Bedeutung. Darüber hinaus ist nicht zu erwarten, dass große Änderungen eintreten werden. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in dieser Vermarktungsform konstant fortgeschrieben.

¹⁶ bis einschließlich Juli 2015

3.3.5 Prognose der Vergütung

Feste Einspeisevergütung, Marktprämie und Flexibilitätsprämie/-zuschlag

In Kapitel 2.3 wird das methodische Vorgehen zur Bestimmung der Vergütungszahlungen vorgestellt. Im Jahr 2016 werden voraussichtlich Vergütungszahlungen in Höhe von ca. 4,4 Mrd. Euro in der geförderten Direktvermarktung, sowie Vergütungszahlungen in Höhe von ca. 2,3 Mrd. Euro in der festen Einspeisevergütung fällig.

Die Flexibilitätsprämie bzw. der Flexibilitätszuschlag, die für Biogasanlagen zusätzlich in Anspruch genommen werden können, werden gesondert berücksichtigt. Für Anlagen, welche vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden und die eine Flexibilisierung ihrer Stromerzeugung vornehmen, ist die Flexibilitätsprämie des EEG 2012 zu beachten. Die Berechnung dieser wird aus den Strommengen und den Vergütungszahlungen des Jahres 2014 abgeleitet. Für Biogas- und Biomethananlagen mit einer Inbetriebnahme nach dem 01.08.2014 und einer installierten Leistung größer 0,1 MW gelten die Rahmenbedingungen des EEG 2014. In diesem Fall wird ein Flexibilitätszuschlag mit einer Laufzeit von 20 Jahren gewährt, der jährlich 0,04 Euro/MW installierter Leistung beträgt. Aufgrund der prognostizierten kleinen Anlagengrößen des Zubaus wird angenommen, dass der Flexibilitätszuschlag im Jahr 2016 von Neuanlagen nicht in Anspruch genommen wird.

In Tabelle 28 sind die resultierenden Berechnungsergebnisse für das Trendszenario und in Tabelle 29 sowie Tabelle 30 die Ergebnisse des oberen und unteren Szenarios dargestellt.

Vermiedene Netzentgelte

Nach der in Kapitel 2.3 vorgestellten Methodik werden für das Jahr 2016 vermiedene Netzentgelte in Höhe von 322 Mio. Euro prognostiziert. In Tabelle 28 sind die resultierenden Berechnungsergebnisse für das Trendszenario und in Tabelle 29 und Tabelle 30 sind die Berechnungsergebnisse für die anderen beiden Szenarien dargestellt.

Tabelle 28: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse im Jahr 2016 – Trendszenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag [Tsd. Euro]	Vermiedene Netz- entgelte [Mio. Euro]
Januar	197	363	1.666	27
Februar	183	339	1.685	25
März	195	369	1.706	27
April	188	360	1.726	26
Mai	193	375	1.743	27
Juni	187	365	1.764	26
Juli	192	372	1.783	27
August	192	376	1.803	27
September	186	356	1.824	26
Oktober	192	369	1.844	27
November	186	353	1.864	27
Dezember	192	372	1.884	27
Jahr 2016	2.281	4.371	21.292	322

Tabelle 29: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse im Jahr 2016 – Oberes Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag [Tsd. Euro]	Vermiedene Netz- entgelte [Mio. Euro]
Januar	201	374	1.835	28
Februar	187	349	1.868	26
März	199	380	1.902	28
April	192	371	1.935	27
Mai	197	386	1.964	28
Juni	191	377	1.999	27
Juli	197	383	2.031	28
August	196	387	2.064	28
September	190	367	2.097	27
Oktober	196	379	2.130	28
November	190	363	2.163	27
Dezember	196	384	2.197	28
Jahr 2016	2.330	4.498	24.186	330

Tabelle 30: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse im Jahr 2016 – Unteres Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
Januar	185	335	1.590	26
Februar	172	312	1.604	24
März	183	340	1.619	26
April	176	333	1.633	25
Mai	181	347	1.644	26
Juni	175	337	1.660	25
Juli	181	343	1.673	26
August	180	346	1.688	26
September	175	329	1.702	25
Oktober	180	340	1.716	26
November	174	326	1.731	25
Dezember	180	342	1.745	26
Jahr 2016	2.143	4.030	20.005	302

3.3.6 Zusammenfassung

Die Rahmenbedingungen des EEG 2014 führen zu einem weiterhin rückläufigen Zubau neuer Anlagen. Der vorgesehene Ausbaukorridor (100 MW) wird demzufolge nicht erreicht. Den größten Anteil an der neu zugebauten Leistung wird durch Überbauung zum Erhalt der Flexibilitätsprämie erwartet. Gleichwohl wird auch hier die Grenze¹⁷ von 1.350 MW zusätzlich installierter Leistung innerhalb des Betrachtungsbereiches nicht ausgeschöpft.

Aus historischen Daten konnte eine geringe Steigerung der Vollbenutzungsstunden abgeleitet werden. Die ermittelte Entwicklung wird ab dem Jahr 2016 allerdings in Sättigung gehen, so dass ab diesem Zeitpunkt nicht mit einer weiteren Erhöhung gerechnet werden kann. Ebenso wird der steigende Anteil der Biomasseleistung in der Direktvermarktung in 2016 bei nahezu 73% in Sättigung gehen und in den kommenden Jahren nicht weiter ansteigen.

¹⁷Die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie entfällt, sobald der nach dem 31.07.2014 aggregierte Zubau der zusätzlich installierten Leistung den Wert von 1.350 MW übersteigt.

3.4 Geothermie

3.4.1 Entwicklung der Leistung bis 2015

Im Jahr 2014 waren insgesamt acht geothermische Kraftwerke bzw. Heizkraftwerke mit einer Gesamtleistung in Höhe von ca. 34 MW am Netz. Dabei wurde mit etwa 72 % der überwiegende Anteil der Stromerzeugung im Süddeutschen Molassebecken betriebenen Anlagen generiert [BVG15].

Tabelle 31: Bisherige Entwicklung der Geothermie in Deutschland

	2010	2011	2012	2013	2014
Leistungszubau [MW] (brutto)	0	0	12	11	4
Leistung zum Jahresende¹⁸ [MW]	8	8	19	30	34
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	28	19	25	80	98

Quelle: [ÜNB10-14, ÜNB14]

3.4.2 Prognose der installierten Leistung bis 2016

Derzeit sind in Deutschland etwa 10 Geothermie-Projekte mit dem Ziel einer Strom- bzw. kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung im Bau. Es ist absehbar, dass bei drei Projekten eine Inbetriebnahme in den kommenden ein bis drei Jahren stattfinden wird [BMWi15a]. Diese werden in Traunreut, Taufkirchen und Kirchstockach errichtet [GEO15]. Die Mehrheit der geplanten bzw. gegenwärtig errichteten Projekte ist im Molassebecken zu finden [GEO14]. Infolge der günstigen geologischen Bedingungen, können die meisten Projekte weiterhin im Süden Deutschlands erwartet bzw. realisiert werden. Hierbei sind v.a. Bayern, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz (Molassebecken und Rheintalgraben) zu nennen [GEO15, DWFG15].

Aufgrund des geringen Erfahrungsumfangs zur geothermischen Stromerzeugung und der technisch sehr anspruchsvollen Nutzung der Energieform (unter Berücksichtigung der Risiken im Umgang mit tiefen Untergründen), ist die Realisierung grundsätzlich hohen Risiken ausgesetzt. Dem wird durch die ausgeprägte Spreizung der Szenarien Rechnung getragen (unteres Szenario 1 MW vs. 5 MW im oberen Szenario für das Jahr 2015). Im Trendszenario wird dabei angenommen, dass eines der drei aufgeführten Projekte mit einer Leistung von 3 MW noch im Jahr 2015 realisiert wird. Im Jahr 2016 können dann zwei weitere Projekte mit etwa 7 MW in Betrieb gehen (Trendszenario).

¹⁸ Die installierte Leistung zum Jahresende umfasst Stilllegungen ggf. nicht vollständig, da hierzu keine umfassenden Informationen vorliegen.

Tabelle 32: Entwicklung der Leistung von Geothermie

		2015	2016
Trendszenario	Netto-Zubau [MW]	3	7
	Leistung zum Jahresende [MW]	37	44
Oberes Szenario	Netto-Zubau [MW]	5	15
	Leistung zum Jahresende [MW]	39	54
Unteres Szenario	Netto-Zubau [MW]	1	1
	Leistung zum Jahresende [MW]	35	36

3.4.3 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Prognose der Vollbenutzungsstunden der Geothermie beruht auf einer Analyse historischer Daten. Aufgrund der geringen Anzahl der bisher umgesetzten Projekte dieser vergleichsweise jungen Technologie in Kombination mit technischen Problemen und daraus resultierenden Anlagenausfällen sind in den vergangenen Jahren große Schwankungen der Vollbenutzungsstunden zu beobachten. Aus diesem Grund werden diese im Rahmen des Gutachtens durch eine Mittelwertbildung der historischen Vollbenutzungsstunden der Jahre 2010-2014 gebildet, wobei nur Anlagen Beachtung finden, die tatsächlich in Betrieb gewesen sind. Daraus resultiert ein Wert von 4329 Stunden für das Jahr 2015.

Die typischen Vollbenutzungsstunden werden für die zukünftigen Jahre nicht variiert, so dass 2016 von der gleichen Anzahl an Vollbenutzungsstunden ausgegangen werden kann, wie in 2015. Diese Einschätzung deckt sich mit Aussagen von Branchenexperten [DWFG15a].

Für das obere und das untere Szenario werden die mittlere historische positive und negative Abweichung vom ermittelten Wert des Trendszenarios angesetzt. Dies entspricht 20% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und 20% niedrigeren Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Geothermie berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden (Tabelle 33 bis Tabelle 35).

Tabelle 33: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Geothermie im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	37	368	13.672
Februar	37	344	12.790
März	41	368	15.143
April	41	356	14.655
Mai	41	368	15.143
Juni	41	356	14.655
Juli	41	368	15.217
August	42	368	15.290
September	44	356	15.686
Oktober	44	368	16.209
November	44	356	15.686
Dezember	44	368	16.209
Jahr 2016	44	4.341	180.356

Tabelle 34: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Geothermie im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	39	441	17.046
Februar	39	412	15.946
März	43	441	19.117
April	43	426	18.500
Mai	43	441	19.117
Juni	43	426	18.500
Juli	46	441	20.219
August	48	441	21.188
September	54	426	23.063
Oktober	54	441	23.832
November	54	426	23.063
Dezember	54	441	23.832
Jahr 2016	54	5.202	243.423

Tabelle 35: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Geothermie im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [MWh]
Januar	35	295	10.223
Februar	35	276	9.563
März	35	295	10.223
April	35	285	9.893
Mai	35	295	10.223
Juni	35	285	9.893
Juli	35	295	10.223
August	35	295	10.223
September	36	285	10.178
Oktober	36	295	10.517
November	36	285	10.178
Dezember	36	295	10.517
Jahr 2016	36	3.480	121.853

3.4.4 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Im Jahr 2014 sind durchschnittlich 33% der installierten Geothermieleistung der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Dieser Anteil steigt im Jahr 2015 auf durchschnittlich 35%.

Die in der Prognose des Zubaus in der Geothermie ermittelten Einzelprojekte besitzen alle eine Leistung oberhalb der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung. Aus diesem Grund werden alle Neubauten dieser Vermarktungsform zugeschrieben. Dies führt zu insgesamt stark ansteigenden Anteilen in der Marktprämie.

Daher wird für das Jahr 2016 ein Anteil von 45% der installierten Geothermieleistung in der Marktprämie prognostiziert. Es ergeben sich damit die in Tabelle 36 dargestellten Vermarktungsmengen. Da diese Vermarktungsform zumeist von Betreibern hoch ausgelasteter Anlagen mit stabilem Betriebsverhalten gewählt wird, fallen die Vollbenutzungsstunden hier höher aus als in der Festpreisvergütung. Diese Einschätzung leitet sich aus den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber ab und wird entsprechend fortgeschrieben. Die Entwicklung der Geothermie ist geprägt von einem hohen Risiko bei der Realisierung der Anlagen. Daher fällt die installierte Leistung im oberen Szenario höher und im unteren Szenario geringer aus als im Trendszenario. Hinzu kommt eine hohe Unsicher-

heit bezüglich der Vollbenutzungsstunden, die sich in einer symmetrischen Schwankungsbreite von 20% um das Trendszenario ausdrückt.

Tabelle 36: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Geothermie in der Marktprämie für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	6.726	8.180	4.655
Februar	6.292	7.652	4.354
März	8.197	10.251	4.655
April	7.932	9.920	4.505
Mai	8.197	10.251	4.655
Juni	7.932	9.920	4.505
Juli	8.270	11.352	4.655
August	8.344	12.322	4.655
September	8.964	14.483	4.790
Oktober	9.263	14.965	4.949
November	8.964	14.483	4.790
Dezember	9.263	14.965	4.949
Jahr 2016	98.345	138.742	56.115

Feste Einspeisevergütung

Im Jahr 2014 sind durchschnittlich 67% der installierten Geothermieleistung der festen Einspeisevergütung zugeordnet. Dieser Anteil sinkt im Jahr 2015 auf durchschnittlich 65%.

Für Bestandsanlagen sind demgegenüber keine großen Änderungen der Vermarktungsform zu erwarten. Diese Annahme basiert auf einer Analyse der Bewegungsdaten 2014 und den Direktvermarktungsdaten bis einschließlich Juli 2015 sowie der Aussage von Branchenexperten [DWFG15a]. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in der Festpreisvergütung konstant fortgeschrieben.

Dies führt zu einem Leistungsanteil in der festen Einspeisevergütung für das Jahr 2016 von durchschnittlich 45%. Die prognostizierten Vermarktungsmengen sind in Tabelle 37 dargestellt. Die im vorangegangenen Abschnitt erläuterten Unsicherheiten werden durch die Abweichung des oberen und unteren Szenarios gegenüber dem Trendszenario abgebildet.

Tabelle 37: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Geothermie in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
Januar	6.946	8.866	5.568
Februar	6.498	8.294	5.209
März	6.946	8.866	5.568
April	6.722	8.580	5.388
Mai	6.946	8.866	5.568
Juni	6.722	8.580	5.388
Juli	6.946	8.866	5.568
August	6.946	8.866	5.568
September	6.722	8.580	5.388
Oktober	6.946	8.866	5.568
November	6.722	8.580	5.388
Dezember	6.946	8.866	5.568
Jahr 2016	82.011	104.682	65.739

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB (bis einschließlich Juli 2015) wird die sonstige Direktvermarktung bei Geothermieranlagen nach aktuellem Stand nicht in Anspruch genommen. Änderungen sind diesbezüglich nicht zu erwarten. Somit werden auch für das Jahr 2016 keine Energiemengen in der sonstigen Direktvermarktung erwartet.

3.4.5 Prognose der Vergütung

Feste Einspeisevergütung und Marktprämie

In Kapitel 2.3 wird das methodische Vorgehen zur Bestimmung der Vergütungszahlungen vorgestellt. Im Jahr 2016 werden voraussichtlich Vergütungszahlungen in Höhe von 22 Mio. Euro in der geförderten Direktvermarktung, sowie Vergütungszahlungen in Höhe von 19 Mio. Euro in der festen Einspeisevergütung fällig. In Tabelle 38 sind die resultierenden Berechnungsergebnisse für das Trendszenario und in den Tabellen 39 bis 40 die Berechnungsergebnisse für das obere und untere Szenario dargestellt.

Vermiedene Netzentgelte

Nach der in Kapitel 2.3 vorgestellten Methodik werden für das Jahr 2016 vermiedene Netzentgelte in Höhe von 2,5 Mio. Euro prognostiziert. In Tabelle 38 sind die resultierenden Berechnungsergebnisse für das Trendszenario und in den Tabelle 39 bis 40 die Ergebnisse für das obere und das untere Szenario aufgeführt.

Tabelle 38: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2016 – Trendszenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	1.646	1.472	192
Februar	1.540	1.372	180
März	1.646	1.808	208
April	1.593	1.757	201
Mai	1.646	1.824	209
Juni	1.593	1.770	202
Juli	1.646	1.827	209
August	1.646	1.854	210
September	1.593	1.965	214
Oktober	1.646	2.031	221
November	1.593	1.952	213
Dezember	1.646	2.040	220
Jahr 2016	19.436	21.672	2.480

Tabelle 39: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2016 – Oberes Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	2.109	1.800	235
Februar	1.973	1.678	221
März	2.109	2.272	259
April	2.041	2.207	251
Mai	2.109	2.291	260
Juni	2.041	2.228	252
Juli	2.109	2.520	267
August	2.109	2.752	278
September	2.041	3.189	296
Oktober	2.109	3.296	306
November	2.041	3.167	296
Dezember	2.109	3.320	306
Jahr 2016	24.903	30.718	3.227

Tabelle 40: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2016 – Unteres Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	1.320	1.005	142
Februar	1.234	936	133
März	1.320	1.012	147
April	1.277	986	143
Mai	1.320	1.023	148
Juni	1.277	993	143
Juli	1.320	1.015	147
August	1.320	1.021	147
September	1.277	1.037	148
Oktober	1.320	1.071	152
November	1.277	1.029	147
Dezember	1.320	1.075	152
Jahr 2016	15.580	12.202	1.751

3.4.6 Zusammenfassung

Infolge der sehr langen Projektierungsdauern und der hohen Komplexität dieser Technologie ist ein langsamer Zubau zu erwarten. Die größten Potenziale liegen dabei weiterhin im Süden Deutschlands. Die meisten geplanten Neubauprojekte werden eine Leistung oberhalb der Schwellleistung für die verpflichtende Direktvermarktung haben. Daher ist lediglich für diese Vermarktungsform ein Zuwachs zu erwarten. Trotz hoher Vergütungssätze und eines hohen relativen Zubaus werden die absoluten Auszahlungsbeträge auch weiterhin aufgrund marginaler installierter Leistung eine untergeordnete Rolle innerhalb der EEG-Zahlungen spielen.

3.5 Windenergie an Land

3.5.1 Entwicklung der Leistung bis 2015

Ende 2014 waren Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt 37.777 MW in Betrieb und damit 4.535 MW (netto) mehr als im Vorjahr. Dies entspricht einem Leistungszuwachs von etwa 53% (ca. 3.000 MW in 2013) gegenüber dem Vorjahr und stellt bezogen auf den Zubau innerhalb eines Jahres zugleich einen Höchstwert dar [ÜNB14].

Der Repowering-Anteil erreichte im Jahr 2014 mit etwa einem Drittel an Neuinstallationen einen signifikanten Anteil, da dieser ab dem Jahr 2015 nicht mehr gewährt wird [DWG15c, DWG15d]. Im Jahr 2013 betrug dieser hingegen knapp 25% [DWG14, DWG15b]. Im ersten Halbjahr 2015 lag der Repowering-Anteil für Neuanlagen bei etwa 26% und damit nahe des im Jahr 2013 erzielten Anteils [DWG15b].

Der mit dem geltenden EEG eingeführte Ausbaukorridor für Windenergie an Land von 2.400 MW bis 2.600 MW wurde somit deutlich überschritten. Die im Jahr 2014 eingespeiste Strommenge stieg im Vergleich zum Vorjahreswert mit insgesamt 55.533 GWh um 10 %.

Tabelle 41: Bisherige Entwicklung der Windenergie an Land in Deutschland

	2010	2011	2012	2013	2014
Leistungszubau [MW] (brutto)	1.405	1.871	2.429	3.025	4.489
Leistung zum Jahresende¹⁹ [MW]	25.963	27.834	30.263	33.288	37.777
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	37.619	48.315	49.949	50.803	55.534

Quelle: [ÜNB10-14, ÜNB14]

3.5.2 Prognose der installierten Leistung bis 2016

Folgende grundsätzliche Rahmenbedingungen wurden zur Ermittlung der Entwicklung der Leistung von Windenergie an Land herangezogen:

- 1) Mit Inkrafttreten des EEG 2014 zum 01.08.2014 wurde ein Ausbaukorridor in Höhe von 2.400 MW bis 2.600 MW (netto) eingeführt. Dabei erfolgt eine Anpassung der Degression der Förderung in Anlehnung an die im Vergleich zum Korridor zugebaute Leistung. Die anzulegenden Werte nach §49 verringern sich ab dem 01.01.2016 jeweils quartalsweise um 0,4% gegenüber dem jeweils in den vorangegangenen drei Kalendermonaten geltenden anzulegenden Wert (§29 EEG 2014). Übersteigt die Zubaurate das Ziel von 2.600 MW um > 800 MW, kann die Degression bis 1,2% pro Quartal betragen. Unterschreitet die Zubaurate das Ziel von

¹⁹ Die installierte Leistung zum Jahresende umfasst Stilllegungen ggf. nicht vollständig, da hierzu keine umfassenden Informationen vorliegen.

2.400 MW um mehr als 800 MW, erhöht sich der anzulegende Wert um bis zu 0,4% pro Quartal.

- 2) Spätestens ab 2017 soll die Förderhöhe über Ausschreibungen ermittelt werden. Die derzeit in diesem Kontext noch unsichere Ausgestaltung der Rahmenbedingungen lässt keine fundierten Annahmen zur Marktentwicklung zu, so dass die Prognose der Entwicklung (Mittelfristprognose) auf Grundlage der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen durchgeführt wurde.
- 3) Neben dem Wegfalls des Repowering- und des Systemdienstleistungsbonus, sieht das EEG 2014 eine verpflichtende Direktvermarktung für Windenergieanlagen vor.

Infolge der mit den unsicheren Rahmenbedingungen (insbesondere Pkt. 1 und Pkt. 2) einhergehenden Risiken hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Projekten, werden bereits derzeit vielfach Investitionen getätigt [BWe15]. Mitunter darin begründet liegt der in den vergangenen zwei Jahren hohe Zubau, der für das Jahr 2015 auf einem weiterhin hohen Niveau verbleibt. Gemäß der Einschätzung von Branchenexperten, ist der Zubau für das Jahr 2015 zwischen 3.000 MW und 4.250 MW zu beziffern [DEWI15, BWe15]. Dabei wurde in der ersten Jahreshälfte ein Zubau in Höhe von 1.093 MW (netto) erzielt [DWG15]. Gleichwohl erfolgte in der Vergangenheit ca. 2/3 des Gesamtzubaues in der zweiten Jahreshälfte [DEWI15, ÜNB14], so dass im Jahr 2015 insgesamt noch ein signifikanter Zubau mit deutlicher Überschreitung des Korridors zu erwarten ist. Für das Trendszenario wird im Jahr 2015 ein Zubau in Höhe von 3.840 MW (netto) prognostiziert. Für das obere und untere Szenario werden für das Jahr 2015 4.208 MW (oberes) und 3.203 MW (unteres) angenommen.

Die Vorzieheffekte (u.a. erwartete hohe Degression in 2016) sowie die oben aufgeführten Investitionsrisiken lassen für das Jahr 2016 einen leichten Marktrückgang neuer Anlagen erwarten [BWe15]. Der Zubau verbleibt mit 2.673 MW (netto) und etwa 3.000 MW (brutto) gleichwohl auf einem weiterhin hohen Niveau [DEWI15]. Dabei beruhen knapp 25% der Neuaufstellung auf dem Repowering von Altanlagen [DEWI15]. Dieser Wert wird für die Folgejahre konstant fortgeschrieben, da keine vollständigen und validen Statistiken für das Repowering vorliegen [IEL14]. Die in Tabelle 42 vorzufindenden Angaben stellen den Zubau (netto) dar, der bereits Rückbau sowie Repowering-Erweiterung umfasst.



Tabelle 42: Entwicklung der Leistung von Windenergie an Land

		2015	2016
Trendszenario	Zubau [MW]	3.840	2.673
	davon Repowering [MW]	768	535
	Leistung zum Jahresende [MW]	41.617	44.289
Oberes Szenario	Zubau [MW]	4.208	3.040
	davon Repowering [MW]	842	608
	Leistung zum Jahresende [MW]	41.985	45.025
Unteres Szenario	Zubau [MW]	3.203	2.296
	davon Repowering [MW]	641	459
	Leistung zum Jahresende [MW]	40.980	43.277

3.5.3 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Prognose der Vollbenutzungsstunden für Windenergie an Land basiert auf einer Analyse des EEG-Anlagenregisters in Kombination mit den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber [ÜNB14], historischer Daten des BDEW [BDEW15] sowie auf Angaben zu historischen Vollbenutzungsstunden des Fraunhofer Institutes IWES [IWES14]. Grundsätzlich existieren für die Windenergie an Land drei sich überlagernde Effekte. Einerseits ist eine Technologieentwicklung bei Neuanlagen hin zu größeren Rotordurchmessern und Nabelhöhen erkennbar, was eine Steigerung der erreichbaren Vollbenutzungsstunden zur Folge hat. Andererseits unterliegen die Betriebsstunden dem stochastischen Einfluss des Windes. Als weiteren Einfluss ist die geografische Verteilung des Anlagenparks zu nennen, da die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden durch die Standortgüte von Neuanlagen beeinflusst werden. Dieser Einfluss wird im Rahmen der technologischen Entwicklung berücksichtigt. Für die weiteren Berechnungen wurde ausgehend vom 10-Jahres-Mittelwert [IWES14] der Vollbenutzungsstunden der Technologieeinfluss in den einzelnen Jahren herausgefiltert, um die rein stochastischen (wetterbedingten) Schwankungen über die Jahre zu erhalten.

Dies erfolgte durch eine Anhebung der historischen Vollbenutzungsstunden über eine Angleichung der Nabelhöhen aller Jahre auf den heutigen Durchschnittswert (82 m) unter Bezugnahme auf eine Studie des BMWi [BMWi15d] mit Angaben zur Entwicklung der durchschnittlichen Nabelhöhen. Dadurch konnte ein technologiebereinigter und auf ein „Normal“-Wetterjahr bezogener 10-Jahres-Mittelwert in Höhe von ca. 1.744 Vollbenutzungsstunden bestimmt werden.

Für die weitere Entwicklung wurde die Erhöhung der Vollbenutzungsstunden über die Steigerung der durchschnittlichen Nabelhöhe fortgeschrieben. Aus der Analyse der historischen Daten (10-Jahres-Mittelwert) ergibt sich somit eine Steigerung der deutschlandweiten durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden um ca. 3% pro Jahr.

Für das obere und das untere Szenario werden das Maximum bzw. Minimum der technologiebereinigten Vollbenutzungsstunden angesetzt. Dies entspricht um 11% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und um 11% niedrigeren Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario. Das obere und das untere Szenario unterliegen in den folgenden Prognosejahren der gleichen relativen Entwicklung wie das Trendszenario.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Windenergie an Land berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden (Tabelle 43 bis Tabelle 45).

Tabelle 43: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Windenergie an Land im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	41.786	204	8.534
Februar	41.972	185	7.755
März	42.184	172	7.238
April	42.397	118	4.987
Mai	42.617	124	5.280
Juni	42.837	112	4.818
Juli	43.058	121	5.221
August	43.278	122	5.272
September	43.516	126	5.486
Oktober	43.772	143	6.252
November	44.031	152	6.675
Dezember	44.289	190	8.430
Jahr 2016	44.289	1.768	75.949

Tabelle 44: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Windenergie an Land im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	42.181	229	9.653
Februar	42.377	207	8.782
März	42.599	192	8.191
April	42.822	132	5.644
Mai	43.052	139	5.977
Juni	43.281	126	5.454
Juli	43.539	136	5.916
August	43.796	136	5.978
September	44.089	141	6.229
Oktober	44.388	160	7.106
November	44.696	170	7.594
Dezember	45.025	213	9.606
Jahr 2016	45.025	1.982	86.129

Tabelle 45: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Windenergie an Land im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	41.081	183	7.498
Februar	41.217	165	6.801
März	41.380	153	6.346
April	41.558	105	4.370
Mai	41.756	111	4.624
Juni	41.957	101	4.217
Juli	42.168	108	4.570
August	42.378	109	4.614
September	42.596	113	4.799
Oktober	42.810	128	5.464
November	43.038	135	5.831
Dezember	43.277	170	7.361
Jahr 2016	43.277	1.580	66.496

3.5.4 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Im Jahr 2014 sind durchschnittlich 83% der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land in der geförderten Direktvermarktung. Dieser Anteil steigt im Jahr 2015 auf durchschnittlich 87%. Der Anstieg ist durch einen Zubau von ca. 4.500 MW begründet, welcher zum größten Teil der Marktprämie als Vermarktungsform zuzurechnen ist. Für das kommende Jahr wird demgegenüber ein Zubau von ca. 2.700 MW erwartet. Dieser wird vollständig direktvermarktet, da die Anlagenleistung von Einzelanlagen weit über der Schwelle zur verpflichtenden Direktvermarktung von 100 kW_{el} liegt. Die weitere Entwicklung wird über die Modellierung einer Wechselquote (von der Festpreisvergütung in die Marktprämie) analog zum beschriebenen Vorgehen in Kapitel 2.3 bestimmt. Experten erwarten allerdings keine großen Änderungen bei Bestandsanlagen [BDEW15b]. Daher wird für das Jahr 2016 ein Leistungsanteil von 89% in der Direktvermarktung prognostiziert, woraus die in Tabelle 46 dargestellten Vermarktungsmengen resultieren.

Durch den höheren Leistungszubau sowie die höher angenommenen Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario, ergeben sich erhöhte Vermarktungsmengen. Für das untere Szenario sind die Vermarktungsmengen entsprechend geringer.

Tabelle 46: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Windenergie an Land in der Marktprämie für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	7.579	8.568	6.655
Februar	6.902	7.812	6.048
März	6.409	7.249	5.614
April	4.440	5.022	3.887
Mai	4.698	5.315	4.111
Juni	4.275	4.837	3.738
Juli	4.641	5.257	4.058
August	4.700	5.328	4.110
September	4.899	5.562	4.281
Oktober	5.578	6.339	4.869
November	5.943	6.762	5.185
Dezember	7.505	8.555	6.544
Jahr 2016	67.571	76.606	59.099

Feste Einspeisevergütung

Im Jahr 2014 sind 16% der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land der festen Einspeisevergütung zugeordnet. Dieser Anteil fiel im Jahr 2015 auf 13% und stabilisiert sich nach den Ausführungen des vorangegangenen Abschnitts auf einem Wert von 11%. Die Vermarktungsmengen für das Jahr 2016 können der Tabelle 47 entnommen werden.

Tabelle 47: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Windenergie an Land in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	932	1.059	822
Februar	832	946	734
März	811	921	716
April	534	607	471
Mai	568	646	501
Juni	531	603	469
Juli	567	644	500
August	558	635	493
September	573	652	506
Oktober	658	749	581
November	716	814	632
Dezember	905	1.029	799
Jahr 2016	8.183	9.304	7.223

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB hat die sonstige Direktvermarktung bei Windenergie an Land keine große Bedeutung. Dies wird gestützt durch Aussagen von Branchenexperten [BDEW15]. Darüber hinaus ist nicht zu erwarten, dass große Änderungen eintreten werden. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in dieser Vermarktungsform konstant fortgeschrieben.

3.5.5 Prognose der Vergütung

Feste Einspeisevergütung und Marktprämie

In Kapitel 2.3 wird das methodische Vorgehen zur Bestimmung der Vergütungszahlungen vorgestellt. Im Jahr 2016 werden voraussichtlich Vergütungszahlungen in Höhe von 4.590 Mio. Euro in der geförderten Direktvermarktung, sowie Vergütungszahlungen in Höhe von 747 Mio. Euro in der festen Einspeisevergütung fällig. In Tabelle 48 sind die resultierenden Berechnungsergebnisse für das Trendszenario und in Tabelle 49 bis Tabelle 50 sind die Berechnungsergebnisse für das obere und das untere Szenario dargestellt.

Vermiedene Netzentgelte

Nach der in Kapitel 2.3 vorgestellten Methodik werden für das Jahr 2016 vermiedene Netzentgelte in Höhe von 273 Mio. Euro prognostiziert. In Tabelle 48 sind die resultierenden Berechnungsergebnisse für das Trendszenario und in Tabelle 49 bis Tabelle 50 sind die Berechnungsergebnisse für das obere und das untere Szenario dargestellt.

Tabelle 48: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land im Jahr 2016 – Trendszenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
Januar	85	509	30
Februar	76	468	28
März	74	439	27
April	49	303	18
Mai	52	316	19
Juni	48	319	18
Juli	52	315	19
August	51	323	19
September	52	310	19
Oktober	60	362	22
November	65	387	24
Dezember	83	540	30
Jahr 2016	747	4.590	273

Tabelle 49: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land im Jahr 2016 – Oberes Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
Januar	97	587	34
Februar	86	536	32
März	84	505	30
April	55	352	20
Mai	59	363	21
Juni	55	368	20
Juli	59	364	21
August	58	374	21
September	60	359	22
Oktober	68	419	25
November	74	446	27
Dezember	94	628	35
Jahr 2016	849	5.302	310

Tabelle 50: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land im Jahr 2016 – Unteres Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
Januar	75	429	27
Februar	67	396	24
März	65	367	23
April	43	257	16
Mai	46	264	17
Juni	43	270	15
Juli	46	264	16
August	45	270	16
September	46	259	17
Oktober	53	304	19
November	58	325	21
Dezember	73	459	27
Jahr 2016	659	3.863	239

3.5.6 Zusammenfassung

Infolge der gegenwärtig unsicheren Rahmenbedingungen (unsichere Ausgestaltung der Rahmenbedingungen von Ausschreibungsverfahren etc.) und der ab 2016 erhöhten Investitionsrisiken ist bis 2016 ein vergleichsweise hoher Zubau mit deutlicher Überschreitung des Korridors zu erwarten. Die geförderte Direktvermarktung in Form der Marktprämie wird weiterhin den präferierten Vermarktungskanal darstellen. Die feste Einspeisevergütung spielt demgegenüber eine untergeordnete Rolle, so dass ihr Anteil von 16% im Kalenderjahr 2014 auf knapp 11% im Kalenderjahr 2016 sinken wird. Die insgesamt auszahlenden Vergütungen verbleiben in ihrer Höhe weiterhin hinter den Zahlungen für Photovoltaik und Biomasse auf dem dritten Rang.

3.6 Windenergie auf See

3.6.1 Entwicklung der Leistung bis 2015

Die im Jahr 2014 neu mit dem Stromnetz verbundenen Anlagen sind sämtlich in der Nordsee verortet. Vollständig in Betrieb gingen dabei die Windparks Riffgart und Meereswind Süd/Ost. Dan Tysk, Global Tech I und Nordsee Ost wurden teilweise mit dem Netzanschlusspunkt verbunden, d.h. einzelne Anlagen befanden sich im Jahr 2014 in Betrieb [DWG14a]. Damit waren zum Jahresende knapp 1.000 MW Leistung installiert und speisten etwa 1.449 GWh elektrische Energie in das Netz ein [ÜNB14, DWG14a]. Bei Netzanschlusspunkten für auf See installierte Windenergieanlagen, die über eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung an das Verbundnetz an Land angebunden sind, zeigen sich zudem noch technische Herausforderungen für einen stabilen Betrieb [WELT15].

Tabelle 51: Bisherige Entwicklung der Windenergie auf See in Deutschland

	2010	2011	2012	2013	2014
Leistungszubau [MW] (brutto)	45	108	80	353	376
Leistung zum Jahresende [MW]	80	188	268	622	998
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	174	568	722	905	1.449

Quelle: [ÜNB10-14, ÜNB14]

3.6.2 Prognose der installierten Leistung bis 2016

Zur Ermittlung des Zubaus wurde, beruhend auf öffentlich verfügbaren Quellen, eine umfassende Liste aller Einzelprojekte ermittelt. Dabei wurde für jedes Projekt eine Charakterisierung hinsichtlich des Status (z.B. in Betrieb, in der Bauvorbereitung, Genehmigung erhalten etc.) vorgenommen [SWE14]. Unter Berücksichtigung etwaiger Baudauern, der Dauer zur Inbetriebnahme, Dauer von Genehmigungsverfahren sowie der Wahrscheinlichkeit des möglichen Zugangs zu Plattformen, erfolgte eine Einschätzung des potentiellen Inbetriebnahmezeitpunktes. Diese Einschätzung fand im Abgleich mit den zuständigen Experten der Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH und 50Hertz Transmission GmbH statt. Darüber hinaus wurden unter anderem folgende Quellen herangezogen:

- 1) Angaben zum Status bzw. zum Fortschritt der im Bau befindlichen Projekte jedes Betreibers, u.a. unter Rückgriff auf die Information zur Genehmigung von Offshore Windenergieparks
- 2) Kraftwerksnetzanschlussverordnung der Netzbetreiber (§ 9 KraftNav)
- 3) Datenbanken zu Einzelprojekten, u.a.
 - a. Global Offshore Wind Farms Database
 - b. Offshore Wind Farms List
- 4) Angaben der Stiftung Offshore-Windenergie und des Internationalen Wirtschaftsforums Regenerative Energien (IWR)
- 5) Angaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie der Bundesnetzagentur mit Blick auf den regulatorischen Rahmen und die Zielvorgaben

Unter Beachtung der Zugangswahrscheinlichkeit während des Baus und des Betriebs von Windparks [SWM15], fanden eine Verteilung der Zubauleistung von Neuanlagen sowie der verbleibenden Leistung von Windparks im Teilbetrieb statt. Dabei erschweren witterungsbedingte Einflüsse den Bau von Windparks in den Herbst- und Wintermonaten erheblich, so dass der höchste Zubau in den Sommermonaten stattfindet [ÜNB14]. Durch Rückgriff auf wetterunabhängigere Installationstechnik kann zukünftig eine Inbetriebnahme auch vermehrt in den Wintermonaten stattfinden.

In der ersten Jahreshälfte 2015 wurde eine Erzeugungsleistung von 1.765 MW zugebaut, davon sind 219,2 MW komplett installiert, gleichwohl noch ohne Netzeinspeisung [DWG15a]. Während dieser Zeit erfolgte die vollständige Inbetriebnahme des Windparks Meerwind Ost/Süd sowie DanTysk. Zugleich befanden sich zum 30.6.2015 weitere 704,4 MW im Bau.

Der Windpark „Borkum Riffgrund 1“ (312 MW) wird derzeit sukzessive in Betrieb genommen, mit einer stetig steigenden Erzeugungsleistung. Ebenso wurde der erste Bauabschnitt des Windparks „Trianel Borkum“ mit einer Leistung von 200 MW im Juli 2015 in Betrieb genommen [IWR]. Im Trendszenario wird angenommen, dass die vier im ersten Halbjahr 2015 stattfindenden Inbetriebnahmeaktivitäten der Windparks „Amrumbank West“, „Baltic II“, „Borkum Riffgrund 1“ sowie „Butendiek“ im Jahr 2015 abgeschlossen werden können. Damit gehen im Jahr 2015 insgesamt 2.287 MW an das Netz. Die gesamte installierte Leistung erreicht somit 3.284 MW zum Jahresende. Im folgenden Jahr können zusätzlich die Windparks Gode Wind I, Gode Wind II und Nordergründe im Teilbetrieb ans Netz gehen und führen zu einer Gesamtleistung in Höhe von 3.948 MW in 2016. Das untere und obere Szenario unterscheiden sich dabei hinsichtlich der Leistung im Teilbetrieb der genannten Windparks. Dabei wird im oberen Szenario angenommen, dass die Projekte jeweils in dem vorgesehenen Zeitraum vollständig errichtet werden, wohingegen das untere Szenario eine pessimistische Annahme hinsichtlich der Realisierung trifft.

Tabelle 52: Entwicklung der Leistung von Windenergie auf See

		2015	2016
Trendszenario	Netto-Zubau [MW]	2.287	664
	Leistung zum Jahresende [MW]	3.284	3.948
Oberes Szenario	Netto-Zubau [MW]	2.534	1.226
	Leistung zum Jahresende [MW]	3.531	4.757
Unteres Szenario	Netto-Zubau [MW]	2.082	94
	Leistung zum Jahresende [MW]	3.080	3.174

3.6.3 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Eine Analyse der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Daten (Anlagenregister und Bewegungsdaten) [ÜNB14] resultieren für die Windenergie auf See stark schwankende Vollbenutzungsstunden, welche durch in der Historie noch häufig auftretende Ausfälle und technische Probleme von Windparks begründet sind. Aufgrund dieser Tatsache liegt aktuell nur eine geringe verfügbare und valide Datenbasis zur Auswertung vor. Daher werden für die Prognose Vollbenutzungsstunden bestehender Windparks mit bereits stabilem Betriebsverhalten herangezogen. Für die Nordsee wird der Mittelwert der Vollbenutzungsstunden der Jahre 2011-2014 von Alpha Ventus [VEN15] verwendet. Für die Ostsee wird der Mittelwert der Vollbenutzungsstunden des Windparks Baltic 1 [BAL15] ermittelt. Deutschlandweit ergeben sich somit ca. 4.130 Vollbenutzungsstunden für Offshore-Windparks. Für die weitere Entwicklung wurden konstante Vollbenutzungsstunden angenommen. Da das Kalenderjahr 2016 ein Schaltjahr darstellt, fallen die Vollbenutzungsstunden für dieses Jahr leicht höher aus.

Die Vollbenutzungsstunden im oberen und unteren Szenario basieren auf eigenen Berechnungen des Gutachters. Im Zuge dessen wurde zur Abschätzung der stochastischen Abweichung der Einspeisung eine Simulation der Stromerzeugung, analog zum beschriebenen Vorgehen in Kapitel 2.3, für den Ist-Stand des Anlagenparks für mehrere Wetterjahre (2007-2014) durchgeführt. Die Vollbenutzungsstunden des oberen und unteren Szenarios ergeben sich anschließend aus der maximalen positiven und negativen Abweichung vom Mittelwert. Dies entspricht 10% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und 13% niedrigeren Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario. Analog zum Trendszenario werden im oberen und unteren Szenario für die weiteren Prognosejahre konstante Vollbenutzungsstunden angenommen.



Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Windenergie auf See berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden (Tabelle 53 bis Tabelle 55).

Tabelle 53: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Windenergie auf See im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	3.396	497	1.689
Februar	3.396	398	1.353
März	3.463	341	1.182
April	3.486	273	951
Mai	3.555	222	788
Juni	3.665	210	770
Juli	3.788	264	1.000
August	3.868	314	1.213
September	3.948	351	1.387
Oktober	3.948	408	1.610
November	3.948	423	1.672
Dezember	3.948	447	1.764
Jahr 2016	3.948	4.149	15.380

Tabelle 54: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Windenergie auf See im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	3.662	549	2.011
Februar	3.662	440	1.610
März	3.771	378	1.425
April	3.865	301	1.163
Mai	3.983	245	977
Juni	4.179	232	969
Juli	4.341	290	1.260
August	4.476	344	1.538
September	4.574	384	1.755
Oktober	4.691	447	2.098
November	4.737	464	2.197
Dezember	4.757	490	2.330
Jahr 2016	4.757	4.563	19.334

Tabelle 55: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Windenergie auf See im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]
Januar	3.080	432	1.330
Februar	3.080	346	1.067
März	3.080	296	913
April	3.080	238	732
Mai	3.093	193	597
Juni	3.137	183	573
Juli	3.149	230	724
August	3.174	274	868
September	3.174	306	970
Oktober	3.174	355	1.128
November	3.174	368	1.169
Dezember	3.174	389	1.235
Jahr 2016	3.174	3.610	11.306

3.6.4 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Im Jahr 2014 waren durchschnittlich 83% der installierten Windenergie auf See-Leistung der geförderten Direktvermarktung zugeordnet. Diese Direktvermarktungsanteile sind dem Umstand geschuldet, dass die im Jahr 2014 ans Netz gehenden Offshore-Windparks zunächst kurzzeitig in der festen Einspeisevergütung verblieben, um schließlich in die geförderte Direktvermarktung zu wechseln. Dieser Anteil stieg somit im Jahr 2015 auf konstant 100% und wird auch im Jahr 2016 auf diesem Wert verbleiben, so dass sich die in Tabelle 56 dargestellten Vermarktungsmengen ergeben. Das untere und obere Szenario unterscheiden sich hinsichtlich der neu installierten Leistung und der simulativ ermittelten Schwankungsbreite der Vollbenutzungstunden vom Trendszenario.

Tabelle 56: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Windenergie auf See in der Marktprämie für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	1.689	2.011	1.330
Februar	1.353	1.610	1.067
März	1.182	1.425	913
April	951	1.163	732
Mai	788	977	597
Juni	770	969	573
Juli	1.000	1.260	724
August	1.213	1.538	868
September	1.387	1.755	970
Oktober	1.610	2.098	1.128
November	1.672	2.197	1.169
Dezember	1.764	2.330	1.235
Jahr 2016	15.380	19.334	11.306

Feste Einspeisevergütung

Aus den oben genannten Gründen befanden sich im Jahr 2014 17% der installierten Leistung der auf See installierten Windenergieanlagen in der festen Einspeisevergütung. Da die feste Einspeisevergütung für die Bestandsanlagen (wie oben ausgeführt) nur eine temporäre Sonderform darstellte, ist nicht davon auszugehen, dass im Jahr 2015 von dieser Vermarktungsform Gebrauch gemacht wird. Folglich wird keine Einspeisung von Energie in der festen Einspeisevergütung für das Jahr 2016 erwartet.

Sonstige Direktvermarktung

Die sonstige Direktvermarktung wird bei Windenergie auf See nach aktuellem Stand nicht in Anspruch genommen. Änderungen sind diesbezüglich nicht zu erwarten.

3.6.5 Prognose der Vergütung

Feste Einspeisevergütung und Marktprämie

In Kapitel 2.3 wird das methodische Vorgehen zur Bestimmung der Vergütungszahlungen vorgestellt. Im Jahr 2016 werden voraussichtlich Vergütungszahlungen in Höhe von 2.413 Mio. Euro in der geförderten Direktvermarktung, jedoch keine Zahlungen in der festen Einspeisevergütung fällig. Die Berechnungsergebnisse für das Trend- sowie für das obere und untere Szenario sind in den Tabellen 57 bis 59 dargestellt.

Vermiedene Netzentgelte

Nach der in Kapitel 2.3 vorgestellten Methodik werden für das Jahr 2016 vermiedene Netzentgelte in Höhe von 0,346 Mio. Euro prognostiziert. Diese fallen zum aktuellen Stand nur für den Windpark Alpha Ventus an, da nur dieser an ein 110 kV-Netz angeschlossen ist. Alle zukünftigen Windparks werden voraussichtlich keine Netzentgelte vermeiden, da sie in das Höchstspannungsnetz einspeisen. Die resultierenden Berechnungsergebnisse für das Trend- sowie für das obere und untere Szenario sind monats-scharf in den Tabellen 57 bis 59 dargestellt.

Tabelle 57: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2016 – Trend-szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	0	263	26
Februar	0	207	24
März	0	185	32
April	0	153	20
Mai	0	124	20
Juni	0	123	26
Juli	0	159	11
August	0	193	22
September	0	215	25
Oktober	0	253	46
November	0	258	38
Dezember	0	281	56
Jahr 2016	0	2.413	346

Tabelle 58: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2016 – Oberes Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	0	315	26
Februar	0	249	24
März	0	225	32
April	0	188	20
Mai	0	155	20
Juni	0	156	26
Juli	0	202	11
August	0	248	22
September	0	274	25
Oktober	0	331	46
November	0	341	38
Dezember	0	374	56
Jahr 2016	0	3.060	346

Tabelle 59: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2016 – Unteres Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
Januar	0	203	26
Februar	0	160	24
März	0	140	32
April	0	116	20
Mai	0	93	20
Juni	0	90	26
Juli	0	113	11
August	0	136	22
September	0	147	25
Oktober	0	174	46
November	0	176	38
Dezember	0	193	56
Jahr 2016	0	1.741	346

3.6.6 Zusammenfassung

Die Bedeutung der auf See installierten Windenergieanlagen wird in den kommenden Jahren einer großen Steigerung unterliegen. Etwa 42% der Gesamtleistung bis 2020 (6.500 MW) werden bereits bis Ende 2015 erwartet. Die Stromerzeugung der Anlagen wird im Vergleich zu den vergangenen Jahren vermutlich stark ansteigen und somit auch die Vergütungszahlungen weiter erhöhen. Die Marktprämie stellt hierbei die ausschließliche Vermarktungsform dar.

3.7 Photovoltaik

3.7.1 Entwicklung der Leistung bis 2015

Im Jahr 2014 wurden ca. 1.525 MW an Leistung von PV-Anlagen neu installiert, so dass zum Jahresende ca. 37.127 MW ans Netz angeschlossen waren und ca. 32.757 GWh Strom generierten. Infolge der weiter gesunkenen Vergütungssätze für Solarstrom im Rahmen des EEG 2014 und der annähernd konstanten Preise in der Anschaffung von PV-Anlagen, ist ein erneuter Rückgang der Neuinstallationen für das Jahr 2014 zu verzeichnen [ZSWF14].

Tabelle 60: Bisherige Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland

		2010	2011	2012	2013	2014
Leistungszubau [MW] (brutto)	Gesamt	7.529	7.874	6.701	3.039	1.525
	Freiflächenanlagen	1.542	2.308	2.887	1.125	431
	sonstigen Anlagen	5.987	5.566	3.814	1.915	1.093
Leistung zum Jahresende²⁰ [MW]	Gesamt	17.988	25.862	32.563	35.602	37.127
	Freiflächenanlagen	2.915	5.223	8.110	9.235	9.666
	sonstigen Anlagen	15.074	20.639	24.453	26.368	27.461
Stromeinspeisung im Jahr [GWh]	Gesamt	11.683	19.340	25.394	28.785	34.227

Quelle: [ÜNB10-14, ÜNB14]

3.7.2 Prognose der installierten Leistung bis 2016

Die nachstehenden Einschätzungen beruhen neben eigenen Erfahrungen, primär auf der Auswertung von öffentlichen Quellen sowie der Befragung von Branchenexperten [BDEW15a, DGS15a, ZSWF14, DGS15b].

Die Förderung für Solarstrom ist mit der Novellierung des EEG 2014 weiter gesunken, zugleich ist der Preisdruck durch chinesische Importmodule infolge von Antidumping- und Antisubventionsmaßnahmen herabgesetzt, so dass die Installationspreise für Photovoltaikanlagen im Jahr 2014 nahezu unverändert blieben [ZSWF14]. Mit den seit 2011 sinkenden Degressionssätzen und den annähernd beständigen Installationspreisen ist die Wirtschaftlichkeit zunehmend erschwert, so dass eine Einspeisung in das Netz lediglich in einer geringen Anzahl an Betrachtungsfällen profitabel erscheint. Als Folge stellt ein Einsatz von Photovoltaik zur Eigenstromnutzung insbesondere für Anlagen mit einer Leistung kleiner 10 kW eine zunehmend attraktive Option dar. Die mit dem EEG 2014 eingeführte

²⁰ Die installierte Leistung zum Jahresende umfasst Stilllegungen ggf. nicht vollständig, da hierzu keine umfassenden Informationen vorliegen.

Pflicht zur anteiligen Zahlung der EEG-Umlage für Anlagen > 10 kW bestärkt zudem die Attraktivität von Kleinanlagen und führt ferner zu einem höheren Zubau von Anlagen mit einer entsprechend geringen Leistung, mit dem primären Zweck des Eigenverbrauchs [DGS15a, DGS15b].

Angesichts der zunehmend erschwerten Wirtschaftlichkeit kann für das Jahr 2015 von einem weiteren Rückgang der neu installierten Anlagen ausgegangen werden. Dieser ist zugleich auf die gesetzlich vorgeschriebenen Ausschreibungsverfahren für Photovoltaik-Freiflächenanlagen zurückzuführen, die infolge der zeitlichen Abläufe nicht die gemäß der Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (Freiflächenausschreibungsverordnung – FFAV) ausgeschriebene Leistung in Höhe von 500 MW für 2015 erwarten lassen. Auf Basis der Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungsrunden ist gleichwohl davon auszugehen, dass der jährliche Zubau von Freiflächenanlagen in einem Umfang von durchschnittlich 400 MW annähernd erreicht werden kann. Insgesamt wird für das Jahr 2015 ein Zubau in Höhe von ca. 1.200 MW erwartet. Aufgrund der annähernd stetigen und zugleich niedrigen Degression kann von einem leichten Anstieg des Zubaus im Jahr 2016 ausgegangen werden. Lediglich im oberen Szenario wird davon ausgegangen, dass der Marktrückgang geringer ausfällt. Das untere Szenario unterstellt einen weiteren Marktrückgang infolge der derzeit vielfach unprofitablen Geschäftsmodelle.

Eine quartalsweise Anpassung der Degression führt zugleich zu einem gegenüber Vorjahren stetigeren Zubau während des Jahres. Gleichwohl werden Anlagen aufgrund der kurzen Errichtungszeit (Kleinanlagen < 10 kW) nach wie vor vermehrt in den Sommermonaten installiert.

Grundsätzlich ist der Zubau von Photovoltaikanlagen rückläufig und wird unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen den Zielkorridor in Höhe von 2.400 MW bis 2.600 MW nicht erreichen [BMWi15f].

Infolge der Altersstruktur der derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen wird von keinem nennenswerten Rückbau der Anlagen im Prognosezeitraum ausgegangen, so dass dieser nicht gesondert aufgeführt wird.

Tabelle 61: Entwicklung der Leistung von Photovoltaik

			2015	2016
Trendszenario	Netto-Zubau [MW]	Gesamt	1.239	1.550
		Freiflächenanlagen	341	303
		sonstigen Anlagen	898	1.247
	Leistung zum Jahresende [MW]	Gesamt	38.366	39.916
		Freiflächenanlagen	10.007	10.310
		sonstigen Anlagen	28.359	29.606
Oberes Szenario	Netto-Zubau [MW]	Gesamt	1.318	2.043
		Freiflächenanlagen	158	384
		sonstigen Anlagen	1.160	1.659
	Leistung zum Jahresende [MW]	Gesamt	38.786	40.829
		Freiflächenanlagen	10.165	10.549
		sonstigen Anlagen	28.621	30.280
Unteres Szenario	Netto-Zubau [MW]	Gesamt	865	1.086
		Freiflächenanlagen	219	232
		sonstigen Anlagen	646	854
	Leistung zum Jahresende [MW]	Gesamt	37.992	39.078
		Freiflächenanlagen	9.885	10.117
		sonstigen Anlagen	28.107	28.961

3.7.3 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Prognose der Vollbenutzungsstunden basiert auf einer Auswertung der Daten der ÜNB (Anlagenregister und Bewegungsdaten) [ÜNB14] und Daten des BDEW [BDEW15] sowie eigenen Untersuchungen. In einem ersten Schritt erfolgte die Prognose der Stromerzeugung, in einem zweiten Schritt die Prognose des Eigenverbrauchs. Aus der Differenz dieser Größen ergibt sich anschließend die eingespeiste Strommenge.

Die Ermittlung der Vollbenutzungsstunden erfolgte durch eine Berechnung der Stromerzeugung mit dem Ist-Stand der installierten Leistung regional aufgelöst für mehrere historische Wetterjahre nach der unter Kapitel 2.2 beschriebenen Methodik. Daraus wurde ein auf ein „Normal“-Wetterjahr bezogener langjähriger Mittelwert in Höhe von ca. 941 Vollbenutzungsstunden bestimmt und fortgeschrieben.

Die Vollbenutzungsstunden des oberen und unteren Szenarios ergeben sich anschließend aus der maximalen positiven und negativen Abweichung vom Trendszenario und beschreiben die stochastischen Abweichungen der Solarstrahlung vom langjährigen Mittel. Dies entspricht 5% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und 5% niedrigeren Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden (Tabelle 63 bis Tabelle 65).

Eigenverbrauch

Die Prognose des Eigenverbrauchs erfolgte differenziert nach den in der folgenden Tabelle dargestellten Eigenverbrauchs-kategorien.

Tabelle 62: Photovoltaik Eigenverbrauchs-kategorien

Kategorie	Leistungsbereich	EEG
1 Eigenverbrauch mit Vergütungsanspruch (Inbetriebnahme 2009 – 2012)	-	2009
2.1 Eigenverbrauch nach EEG 2012 ohne Vergütungsanspruch	Anlagen ≤ 10kW	2012
2.2	Anlagen > 10kW & ≤ 1000kW	2012
2.3	Anlagen > 1000kW	2012
3.1 Eigenverbrauch nach EEG 2014 ohne Vergütungsanspruch und ohne EEG-Umlage-Zahlungspflicht	Anlagen ≤ 10kW	2014
3.2 Eigenverbrauch nach EEG 2014 mit Pflicht zur anteiligen Zahlung der EEG-Umlage	Anlagen > 10kW	2014

Die Kategorien unterteilen sich in Abhängigkeit des Inbetriebnahmedatums und anhand der Leistungsklasseneinteilung der Anlagen. Je nach Zugehörigkeit zu einer Fassung des EEG liegt ein Vergütungsanspruch auf den eigenverbrauchten Strom vor (EEG 2009) sowie eine mögliche Pflicht zur anteiligen Zahlung der EEG-Umlage (EEG 2014). Getrennt nach diesen Kategorien werden Annahmen zur Wahl der Option Eigenverbrauch abgeleitet sowie die Eigenverbrauchsanteile ermittelt.

Die Berechnung erfolgt durch eine Trendanalyse und Extrapolation historischer Daten zum Eigenverbrauch. Eine zusätzliche Validierung wird mittels einer Bottom-Up-Modellierung der regionalen

Eigenverbrauchsmengen durchgeführt. Hierzu wird ein detailliertes deutschlandweites Gebäuderegister des Gutachters mit Informationen zu, u.a. PV-Anlagen-Leistungen, verwendet. Die Nachfrageseite wird durch ein Tool des Gutachters zur Generierung probabilistischer Lastprofile modelliert und auf die vom Fraunhofer ISI (Gutachter der Letztverbrauchs-Prognose) gelieferten Lastdaten skaliert [PVE15, VNS13]. Zusätzlich wird die prognostizierte Stromerzeugung als weitere Eingangsgröße für die Eigenverbrauchssimulation genutzt.

Eigenverbrauchskategorie 1

Für die Eigenverbrauchskategorie 1 (Anlagen mit Vergütungsanspruch und Inbetriebnahme 2009 - 2012) sind alle Informationen zu Ist-Daten aus den EEG-Bewegungsdaten und dem Anlagenregister der Übertragungsnetzbetreiber ableitbar. Dies umfasst insb. die eigenverbrauchten Strommengen und Vergütungszahlungen. Es kann angenommen werden, dass Anlagenbetreiber dieser Kategorie die Option Eigenverbrauch auch weiterhin nutzen. Daher werden die Leistung und der Eigenverbrauchsanteil dieser Kategorie konstant fortgeschrieben.

Eigenverbrauchskategorie 2

Für die Eigenverbrauchskategorie 2 (Anlagen nach EEG 2012 ohne Vergütungsanspruch) können die Eigenverbrauchsmengen nicht direkt den vorliegenden Bewegungs- und Stammdaten entnommen werden, da keine Meldepflicht und damit keine vollständige Erfassung des nicht vergüteten Eigenverbrauchs vorliegt. Aus diesem Grund wurde die Technologie Photovoltaik hinsichtlich der obigen Leistungsklassen und des Datums der Inbetriebnahme differenziert ausgewertet. Zugleich fand eine Gruppierung nach Freiflächen- und sonstigen Anlagen (Gebäudeanlagen) statt. Die Kategorien 3.1 und 3.2 sind jeweils mit Inkrafttreten des EEG 2014 ab dem 01.08.2014 von Bedeutung. In den vorliegenden Daten konnte entsprechend auch hier infolge des Datums der Inbetriebnahme der Anlagen auf die Leistung in diesen Kategorien geschlossen werden.

Für jede der aufgeführten Kategorien sind schließlich die nachstehend formulierten Annahmen bezüglich des Anteils der Anlagenbetreiber, die Eigenverbrauchmaßnahmen betreiben sowie der jeweiligen Höhe des Eigenverbrauchs getroffen. Die Mengen resultieren aus dem angenommenen Anteil der Anlagenbetreiber, die Anlagen für den Eigenbedarf nutzen, und der jeweiligen Höhe des Eigenverbrauchsanteils.

Anlagen mit einer Leistung kleiner 10 kW (Eigenverbrauchskategorie 2.1) sind vornehmlich auf Wohngebäuden zu finden und dienen insbesondere dem Eigenverbrauch im Haushaltssektor. Infolge stetig steigender Strompreise und der zunehmend sinkenden Investitionskosten von PV-Anlagen, ist davon auszugehen, dass bereits ein Großteil der Nutzer diese Option in Anspruch nimmt. Es wird dabei ein Anteil in Höhe von 95% der Anlagenbetreiber angenommen, die einen Teil ihres Stromverbrauchs durch Eigenverbrauch decken [IEL14]. Eigene simulative Analysen führen zu einer Deckung des Eigenverbrauches in Höhe von ca. 25% für Bestandsanlagen. Darüber hinaus wird angenommen, dass aufgrund einer zukünftig erhöhten Speicherdurchdringung die Eigenverbrauchsanteile auf durchschnittlich 35% gesteigert werden können.

Für Solarstromanlagen auf Gebäuden und Lärmschutzwänden, die eine Leistung von über 10 kWp bis maximal 1 MWp aufweisen und ab dem 01.04.2012 in Betrieb gingen (Eigenverbrauchskategorie 2.2), wird die vergütungsfähige Strommenge gemäß Marktintegrationsmodell auf 90% begrenzt (§ 33 EEG i.V.m. § 66 Abs. 19 EEG 2012). Folglich werden die verbleibenden 10% des Stromes im Rahmen des Eigenverbrauchs genutzt. Aufgrund der anteiligen Vergütung kann davon ausgegangen werden, dass alle Nutzer dieser Kategorie den verbleibenden Strom selbst verbrauchen [IEL14]. Für die weitere Entwicklung wird angenommen, dass eine Steigerung der Eigenverbrauchsanteile auf 15% möglich ist, insbesondere durch einen erhöhten Eigenverbrauch im Leistungsbereich 10 kW bis 100 kW.

Die Eigenverbrauchskategorie 2.3 schließt Anlagen mit einer Leistung > 1 MW ein und umfasst daher vorwiegend Freiflächenanlagen ohne eine direkt angeschlossene Last. Aufdachanlagen (ohne Gebäudevorgütung), vorwiegend im gewerblichen und industriellen Bereich zu finden, lassen infolge der geringen Strompreise für Industrieanwendungen einen geringen Eigenverbrauch erwarten. Dabei wird von einem Anteil der Anlagenbetreiber innerhalb dieser Kategorie in Höhe von 10% ausgegangen [IEL14]. Aufgrund der geringen wirtschaftlichen Attraktivität werden diese Eigenverbrauchsanteile für die Prognosejahre beibehalten.

Eigenverbrauchskategorie 3.1

Die in dieser Kategorie (Anlagen bis 10 kW nach EEG 2014 ohne Vergütungsanspruch und ohne EEG-Umlage-Zahlungspflicht) vorzufindende Anlagen werden ebenso vornehmlich auf Wohngebäuden installiert und für Eigenverbrauchszwecke herangezogen. Es kann daher, analog zu Kategorie 2 angenommen werden, dass 95% der Anlagenbetreiber diese Option nutzen. Zur optimierten Nutzung erfolgt die Auslegung der im Jahr 2014 in Betrieb genommenen Anlagen zunehmend in Richtung kleinerer Leistungen, um den Anteil des Eigenverbrauchs möglichst zu erhöhen. Aus diesem Grund findet eine gegenüber Kategorie 2 um 10% höhere Deckung, d.h. in Höhe von insgesamt 35% statt.

Für die Prognosejahre wird der Anteil der Betreiber von Bestandsanlagen, die die Option Eigenverbrauch wählen, konstant beibehalten. Die Eigenverbrauchsanteile an der Stromerzeugung werden ebenfalls bei 35% festgehalten. Für Neuanlagen wird angenommen, dass 33% der neu installierten Leistung auf den Leistungsbereich bis 10 kW entfallen. Es ist nicht davon auszugehen, dass sich das beschriebene Verhalten zum Eigenverbrauch zwischen Bestandsanlagen und Neuanlagen grundsätzlich unterscheiden wird. Daher gelten für Neuanlagen die gleichen Annahmen wie für Bestandsanlagen hinsichtlich der Entscheidung zum Eigenverbrauch. Die Eigenverbrauchsanteile steigen aufgrund höherer Speicherdurchdringungen allerdings im Durchschnitt auf 40% an. Die Eigenverbrauchsmengen ergeben sich in der Folge über eine Verrechnung mit den Stromerzeugungsmengen dieser Kategorie.

Eigenverbrauchskategorie 3.2

Mit Einführung der anteiligen Zahlung der EEG-Umlage für Anlagen mit einer Leistung größer 10 kW, ist grundsätzlich von einer zukünftig abnehmenden Zahl der Investitionen in diese Technologie auszugehen [IEL14]. Für die im Jahr 2014 installierten Technologien wird erwartet, dass 57% der Anlagenbetreiber Eigenverbrauch mittels Photovoltaik betreiben und auf Eigenverbrauchsanteile von ca. 27,5% kommen.

Für die Prognosejahre wird der Anteil der Betreiber von Bestandsanlagen, die die Option Eigenverbrauch wählen, konstant beibehalten. Die Eigenverbrauchsanteile an der Stromerzeugung werden ebenfalls bei 27,5% festgehalten. Der Leistungsanteil von Neuanlagen in der Leistungsklasse von mehr als 10 kW ergibt sich entsprechend der unter Kategorie 3.1 aufgeführten Aufteilung zu 67%. Es ist nicht davon auszugehen, dass sich das beschriebene Verhalten zum Eigenverbrauch zwischen Bestandsanlagen und Neuanlagen grundsätzlich unterscheiden wird. Daher gelten für Neuanlagen die gleichen Annahmen wie für Bestandsanlagen. Die Eigenverbrauchsmengen ergeben sich in der Folge über eine Verrechnung mit den Stromerzeugungsmengen dieser Kategorie.

Alle aufgeführten Annahmen gelten in gleicher Weise für das Trendszenario sowie das obere und untere Szenario. Die unterschiedlichen Eigenverbrauchsmengen in den Szenarien ergeben sich durch die Differenzen im Anlagenzubau zwischen den Szenarien sowie durch die unterschiedlichen Vollbenutzungsstunden, welche die wetterbedingten Schwankungen der Stromerzeugung widerspiegeln.

Die folgenden Tabellen beinhalten die Prognosen der Leistung, der Vollbenutzungsstunden, der Erzeugungsmengen sowie des Eigenverbrauchs und der Einspeisemengen als Differenz der Erzeu-

gungsmengen und des Eigenverbrauchs. Die Berechnung erfolgt separat für Freiflächenanlagen und sonstige Anlagen (Dachanlagen), die Ergebnisse werden in den folgenden Ausführungen allerdings summiert dargestellt.

Tabelle 63: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Photovoltaik im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Eigenverbrauch [GWh]
Januar	38.461	19	740	43
Februar	38.561	32	1.228	70
März	38.663	72	2.802	165
April	38.775	114	4.428	267
Mai	38.918	117	4.559	275
Juni	39.068	146	5.707	353
Juli	39.221	140	5.477	340
August	39.372	115	4.513	281
September	39.527	85	3.372	208
Oktober	39.680	54	2.150	133
November	39.816	27	1.061	67
Dezember	39.916	20	787	51
Jahr 2016	39.916	941	36.826	2.253

Tabelle 64: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Photovoltaik im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Eigenverbrauch [GWh]
Januar	38.928	20	786	47
Februar	39.059	33	1.306	78
März	39.201	76	2.984	183
April	39.370	120	4.721	296
Mai	39.554	123	4.865	307
Juni	39.759	153	6.098	395
Juli	39.973	147	5.861	382
August	40.173	120	4.836	317
September	40.371	90	3.617	236
Oktober	40.555	57	2.307	151
November	40.713	28	1.139	76
Dezember	40.829	21	845	58
Jahr 2016	40.829	988	39.366	2.524

Tabelle 65: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Photovoltaik im Jahr 2016

Monat	Leistung zum Monatsende [MW]	Vollbenutzungsstunden [h]	Stromerzeugung [GWh]	Eigenverbrauch [GWh]
Januar	38.072	18	696	39
Februar	38.153	30	1.154	64
März	38.235	69	2.633	151
April	38.322	108	4.158	243
Mai	38.416	111	4.275	250
Juni	38.528	139	5.347	320
Juli	38.638	133	5.126	307
August	38.748	109	4.220	253
September	38.850	81	3.149	187
Oktober	38.928	51	2.004	118
November	39.006	25	987	59
Dezember	39.078	19	732	45
Jahr 2016	39.078	894	34.480	2.039

3.7.4 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Die geförderte Direktvermarktung ist bei der Photovoltaik überwiegend keine Option für kleinere Dachanlagen, sondern wird in erster Linie von großen frei stehenden Anlagen gewählt. Somit wurden im Jahr 2014 in Summe lediglich durchschnittlich 14% der deutschen Photovoltaikleistung direkt vermarktet. Bis 2015 steigt dieser Anteil im Durchschnitt um 2 Prozentpunkte auf 16%. Diese Steigerung ist weitgehend durch den Zubau von Großanlagen geprägt. Ein Wechsel von Bestandsanlagen aus der festen Einspeisevergütung gilt aufgrund von Nachrüstkosten und einem erhöhten administrativen Aufwand als eher unattraktiv [DGS15a, BDEW15a]. Gerade bei kleinen Anlagen wird die feste Einspeisevergütung aufgrund der hohen Risikoaversion weiter präferiert und ein Wechsel der Vermarktungsform nicht angestrebt [DGS15b]. Somit wird für das Jahr 2016 prognostiziert, dass durchschnittlich 18% der installierten Photovoltaikanlagen über die geförderte Direktvermarktung veräußert werden, woraus die in Tabelle 66 dargestellten Vermarktungsmengen resultieren. Aufgrund des erhöhten Zubaus im oberen Szenario und dem geringeren Zubau im unteren Szenario sowie den Abweichungen der Vollbenutzungsstunden, fallen die Vermarktungsmengen im oberen Szenario entsprechend höher und im unteren Szenario entsprechend niedriger aus.

Tabelle 66: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Photovoltaik in der Marktprämie für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	126	136	117
Februar	214	232	199
März	516	558	478
April	835	906	773
Mai	849	923	784
Juni	1.089	1.187	1.004
Juli	1.053	1.150	969
August	874	957	804
September	651	715	598
Oktober	407	447	371
November	199	219	181
Dezember	149	163	135
Jahr 2016	6.961	7.594	6.412

Feste Einspeisevergütung

Die Leistung in der festen Einspeisevergütung fällt analog anteilmäßig von durchschnittlich 86% in 2014 auf durchschnittlich 84% in 2015 und schließlich auf durchschnittlich 82% in 2016. Es wird somit von leicht sinkenden Vermarktungsmengen in der festen Einspeisevergütung für das Jahr 2016 ausgegangen (Tabelle 67).

Tabelle 67: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Photovoltaik in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016

Monat	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
Januar	571	603	540
Februar	943	996	891
März	2.121	2.241	2.003
April	3.325	3.517	3.140
Mai	3.434	3.634	3.240
Juni	4.264	4.515	4.021
Juli	4.083	4.328	3.848
August	3.358	3.561	3.162
September	2.512	2.665	2.364
Oktober	1.610	1.709	1.513
November	795	844	746
Dezember	588	624	552
Jahr 2016	27.602	29.238	26.020

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB hat die sonstige Direktvermarktung bei Photovoltaik keine große Bedeutung. Es ist nicht zu erwarten, dass große Änderungen eintreten werden. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in dieser Vermarktungsform konstant fortgeschrieben.

3.7.5 Prognose der Vergütung

Feste Einspeisevergütung, Marktprämie und Eigenverbrauchsvergütung

In Kapitel 2.3 wird das methodische Vorgehen zur Bestimmung der Vergütungszahlungen vorgestellt. Im Jahr 2016 werden voraussichtlich Vergütungszahlungen in Höhe von 1.318 Mio. Euro in der geförderten Direktvermarktung, sowie Vergütungszahlungen in Höhe von 9.077 Mio. Euro in der festen Einspeisevergütung fällig. Die resultierenden Berechnungsergebnisse für das Trendszenario sowie das obere und untere Szenario sind in den Tabellen 68 bis 71 dargestellt. Darüber hinaus entfällt eine Eigenverbrauchsvergütung in Höhe von 125 Mio. Euro.

Vermiedene Netzentgelte

Nach der in Kapitel 2.3 vorgestellten Methodik werden für das Jahr 2016 vermiedene Netzentgelte in Höhe von 125 Mio. Euro prognostiziert. Die resultierenden Berechnungsergebnisse für das Trendszenario sowie das obere und untere Szenario sind monats-scharf in den Tabellen 69 bis 70 dargestellt.

Tabelle 68: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik im Jahr 2016 – Trendszenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Eigenverbrauchsvergütung [Mio. Euro]
Januar	190	24	4	3
Februar	313	40	7	4
März	700	100	15	10
April	1.095	161	24	15
Mai	1.131	164	25	16
Juni	1.402	209	31	19
Juli	1.341	197	30	19
August	1.101	165	25	15
September	823	120	18	11
Oktober	528	75	12	7
November	261	36	6	4
Dezember	193	27	4	3
Jahr 2016	9.077	1.318	200	125

Tabelle 69: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik im Jahr 2016 – Oberes Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Eigenverbrauchsvergütung [Mio. Euro]
Januar	200	25	4	3
Februar	329	43	7	4
März	735	107	16	10
April	1.150	173	26	16
Mai	1.188	176	26	16
Juni	1.473	224	33	20
Juli	1.408	211	32	19
August	1.156	177	26	16
September	865	129	20	12
Oktober	555	81	12	8
November	274	39	6	4
Dezember	202	29	5	3
Jahr 2016	9.535	1.414	213	131

Tabelle 70: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik im Jahr 2016 – Unteres Szenario

Monat	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]	Eigenverbrauchsvergütung [Mio. Euro]
Januar	180	22	4	2
Februar	297	37	6	4
März	665	93	14	9
April	1.039	150	23	14
Mai	1.074	152	23	15
Juni	1.332	194	29	18
Juli	1.273	183	28	18
August	1.045	153	23	14
September	782	112	17	11
Oktober	502	70	11	7
November	248	34	5	3
Dezember	183	25	4	2
Jahr 2016	8.620	1.225	188	118

3.7.6 Zusammenfassung

Aufgrund der stetigen Herabsetzung der Förderung von Photovoltaik sowie der derzeit annähernd konstant bleibenden Investitionspreise für neue Anlagen wird erwartet, dass der Zielkorridor der Bundesregierung nicht erreicht wird. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen kann mitunter durch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs erzielt werden, so dass zukünftig diese Art des Einsatzes, insbesondere in Heimanwendungen, eine dominierende Rolle einnehmen wird. Die Bedeutung des Eigenverbrauchs nimmt insbesondere im Rahmen von Investitionsentscheidungen zu. Insgesamt verbleibt die feste Einspeisevergütung weiterhin dominierend bezüglich der Gesamtauszahlungen. Im Vergleich zu allen anderen Energieträgern wird die Photovoltaik weiterhin die Technologie mit den höchsten Vergütungszahlungen bleiben.

4 VERSTEIGERUNGSERLÖSE VON NETZANBINDUNGS- KAPAZITÄTEN FÜR WINDENERGIE AUF SEE

Dieses Kapitel umschreibt die Vorgehensweise zur Ermittlung von potentiellen Einnahmen aus der Versteigerung von Anbindungskapazitäten von Windenergie auf See. Hintergrund ist das Versteigerungsverfahren nach § 17d Abs. 4 EnWG, welches im Falle einer Überschreitung der zu vergebenden Kapazitäten durch von der Bundesnetzagentur zugelassener Nachfrage das Kapazitätszuweisungsverfahren ergänzt. Das Ergebnis stellt eine Aufstellung der wahrscheinlichen Einnahmen in den Jahren 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 und 2020 dar. Ergänzend wird eine Bandbreite der minimalen und maximalen Einnahmen angegeben.

Erläuterung des Versteigerungsverfahrens

Die zum 01.08.2014 in Kraft getretene Novelle des EnWG regelt in §17d EnWG die Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans. Dazu gehört u.a. die Ermächtigung der Bundesnetzagentur zur Durchführung der Verfahren zur Zuweisung von Anschlusskapazitäten.

Die Zuweisung der Anschlusskapazitäten erfolgt in einem objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren der Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung den folgenden Rahmenbedingungen:

- Die kumulierte Nachfrage inkl. unbedingter Netzanbindungszusagen beträgt maximal 7.700 MW bis zum 31.12.2017 (§ 118 Abs. 14 EnWG).
- Die kumulierte Nachfrage bzgl. der auf den beauftragten Anbindungsleitungen zur Verfügung stehenden Kapazitäten wird nicht überschritten (§ 17d Abs. 4 S. 1 EnWG).

Wird eine Knappheit an Anschlusskapazität durch die Verletzung von mindestens einer der beiden genannten Rahmenbedingungen festgestellt, erfolgt die Kapazitätszuweisung durch ein Versteigerungsverfahren. In diesem werden die beantragenden Unternehmen nach Zulassung durch die Bundesnetzagentur zur Abgabe eines Gebots auf die entsprechend per Versteigerungsverfahren zuzuweisenden Kapazitäten aufgefordert. Bei Feststellung einer cluster- oder anbindungssystemübergreifenden Knappheit durch Verletzung der ersten Rahmenbedingung, wird das Versteigerungsverfahren unter allen zugelassenen Antragsstellerinnen durchgeführt. Bei Knappheit auf einzelnen Anbindungsleitungen, erfolgt die Anwendung des Versteigerungsverfahrens nur für die entsprechenden Kapazitäten [BnetzA14]. Die Zuschläge werden über die Gebotshöhe bestimmt. Im Falle mehrerer Gebote in gleicher Höhe, bei denen die Knappheit keinen oder keinen vollständigen Zuschlag der entsprechenden Parteien ermöglicht, wird die Versteigerung wiederholt [BnetzA14]. Preissetzend ist das niedrigste Gebot, welches in voller Höhe der Bietberechtigung bedient wird. Der so bestimmte Markträumungspreis definiert den Preis pro MW für alle höheren Gebote. Niedrigere Gebote, die nicht in voller Höhe der Bietberechtigung bedient werden, zahlen entsprechend des eigenen Gebots [BnetzA14]. Die Zahlung der den Geboten entsprechende Beträge geht direkt an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber (§ 17d Abs. 4 S. 5 EnWG). Die Ermittlung der Beträge erfolgt dabei über eine Multiplikation der Anspruchshöhe in MW und des im Verfahren bestimmten Preises.

Ermittlung der zu versteigernden Anbindungskapazitäten sowie der zur erwartenden Nachfrage

Die im EnWG dokumentierte Regelung begrenzt das Vergabevolumen bis zum 31.12.2020 auf eine Kapazität von 6.500 MW (§ 17d Abs. 3 S. 2 EnWG). Abweichend von dieser Regelung kann die Bundesnetzagentur 7.700 MW vor dem 01.01.2018 zuweisen (§ 118 Abs. 14 EnWG). Aufgrund dieser Begrenzung des Vergabevolumens ist die zu vergebende Kapazität für die Jahre 2015 bis 2020 auf

211,1 MW beschränkt. Diese wurden im Verfahren 2015 bereits angeboten. Da sich die Nachfrage auf 895 MW belief und 300,3 MW zum Verfahren zugelassen wurden, sind für die Jahre 2016 bis 2020 keine weiteren Verfahren und damit keine Einnahmen zu erwarten [BNetzA15b].

Folglich erfolgt hier lediglich die Ermittlung der zu versteigernden Anbindungskapazitäten sowie der Nachfrage für das Jahr 2015.

Das zweite Zuweisungsverfahren für Anschlusskapazitäten wurde durch die Bundesnetzagentur am 01.04.2015 eröffnet [BNetzA15a]. Am 14.08.2015 wurden die zugelassenen Anbindungskapazitäten sowie die Durchführung des Versteigerungsverfahrens verkündet [BNetzA15b]. Das Verfahren wird für November 2015 erwartet [BNetzA15c]. Aufgrund des Zahlungsziels von zehn Banktagen [BNetzA14], ist neben den Einnahmen auch mit einer Einzahlung im Jahr 2015 zu rechnen. Zwar waren aufgrund der Erstmaligkeit des Verfahrens keine Erfahrungswerte bzgl. Zahlungsaufforderungen verfügbar, auf Basis des zunächst vorgesehenen Zahlungsziels i.H.v. fünf Banktagen [BNetzA14] wird jedoch mit einer zeitnahen Versendung gerechnet. Risiken, die mit einem Zahlungsverzug und dem dadurch potentiell erlöschende Anspruch auf Zuweisung der entsprechenden Kapazitäten in Zusammenhang stehen, werden im Rahmen der vorliegenden Betrachtung vernachlässigt.

Die 2015 durch die Bundesnetzagentur dem Verfahren zugeführten Anschlusskapazität verteilt sich auf die in Tabelle 71 dargestellten Anbindungssysteme.

Tabelle 71: Kapazitäten für die Zuweisungs- und Versteigerungsverfahren 2015 [BNetzA15a]

Anbindungssystem	Bezeichnung	Freie Kapazität [MW]
NOR-2-3	DolWin3	138,0
NOR-4-2	HelWin2	387,0
NOR-6-2	BorWin2	190,0
OST-1-3	Westlich Adlergrund	15,0
OST-3-1/ OST-3-2	Westlich Adlergrund	2,3
Summe		732,3

Im Beschluss zum Az. BK6-15-010 der Bundesnetzagentur vom 14.08.2015 wurden sechs Antragstellerinnen zum Zuweisungsverfahren zugelassen. Aufgrund der kumulierten Kapazitätsnachfrage der Anträge dieser Antragstellerinnen von 300,3 MW und der damit einhergehenden Überschreitung der zur Zuweisung zugelassenen 211,1 MW erfolgt die Vergabe über das Versteigerungsverfahren.

Die zugelassenen Kapazitäten verteilen sich wie in Tabelle 72 dargestellt auf die Anbindungssysteme. Wie hier ersichtlich, ist neben der Überschreitung der kumulierten Kapazitäten im Anbindungssystem NOR-6-2 eine das Angebot um 42,0 MW überschreitende Nachfrage eine Nebenbedingung bei der Ermittlung der Einnahmen.

Tabelle 72: Verteilung der zugelassenen Kapazitäten auf die Anbindungssysteme [BNetzA15b]

Anbindungssystem	Freie Kapazität [MW]	Windpark	Kapazitätsnachfrage [MW]
NOR-2-3	138,0		50,0
		Trianel Windpark Borkum	50,0
NOR-4-2	387,0		16,0
		Meerwind SÜD OST	16,0
NOR-6-2	190,0		232,0
		Deutsche Bucht	42,0
		EnBW Hohe See	50,0
		OWP Albatros	140,0
OST-1-3	15,0		0
		-	-
OST-3-1/ OST-3-2	2,3		2,3
		GICON SOF	2,3

Die Prognose der Einnahmen basiert aufgrund des eröffneten Verfahrens auf den prognostizierten Geboten der hinter den in Tabelle 72 aufgeführten Offshore-Windparks stehenden Unternehmen im Versteigerungsverfahren, unter Berücksichtigung der freien Kapazitäten.

Berechnung prognostizierter Gebote und Ableitung potentieller Einnahmen

Im Weiteren werden die zu erwartenden Gebote im Versteigerungsverfahren 2015 prognostiziert. Die Ermittlung der Gebote baut auf folgende Hypothese auf:

Der Neubau oder die Erweiterung eines Windparks auf See ist wirtschaftlich sinnvoll, falls daraus eine Steigerung des Nettobarwerts (Net Present Value - NPV) resultiert. Das theoretisch maximale Gebot für die benötigten Anschlusskapazitäten ist der (positive) NPV bzw. die NPV-Differenz aus der Erweiterung. Die Differenz kann aufgrund der für die Erweiterung greifenden Grenzkosten/ Grenzerlöse vergleichsweise hohe spezifische Werte (Euro/MW) annehmen.

Die NPV-Differenzen wurden auf Basis einer generischen Kalkulation ermittelt. Der Aufbau der Kalkulation entspricht einer allgemeinen Profitability Calculation und setzt sich aus Erlösen, Erlössteigerungen, Betriebskosten (OPEX) und Investitionskosten (CAPEX) zusammen. Auf Basis der Kalkulation wurden die Cash Flows sowie der NPV bestimmt. Vor dem Hintergrund einer Komplexitätsreduktion wurde in der Kalkulation mit Vorsteuer-Werten gearbeitet.

Zur Berechnung der Umsatzerlöse wurden neben der Leistung und der Vergütung (auf Basis der Entfernung zur Küstenlinie, der Wassertiefe sowie des Vergütungsmodells unter Annahme der Wahl des Stauchungsmodells bis Ende 2019) die entsprechenden Vollbenutzungsstunden sowie die im § 22 EEG 2014 festgeschriebene Vergütungsdauer von 20 Jahren als Betriebsdauer verwendet.

Für die Investitionskosten wurde sowohl auf öffentlich verfügbare Informationen über die Kostenstrukturen als auch auf Erfahrungswerte zugegriffen (Durchschnittswert 3,995 Mio. Euro/MW).

Als Kalkulationswert der Stilllegungs- und Rückbaukosten wurde ein auf Erfahrungen aus vergangenen Projekten beruhender Schätzwert von 100.000 Euro/MW angesetzt. Dieser wird in der Größenordnung von externen Studien bestätigt [PROG13].

Die Betriebskosten wurden auf Basis von Erfahrungswerten kalkuliert. Zu unterteilen sind diese in die Kategorien Maintenance & Repair, Versicherung, Personal (Betrieb, Verwaltung, Management), Rental & Lease sowie EDV und Verschiedenes. Bei den OPEX wurden entsprechend historischer Daten (u.a. Inflation, durchschnittliche Gehaltssteigerungen) sowie kalkulativer Faktoren (u.a. Entwicklung der Versicherungs- und M&R-Kosten) die Kostenentwicklung über die Betriebsdauer berücksichtigt.

Das Ergebnis der Kalkulationen sind die Vorsteuer-NPVs der entsprechenden Antragstellerinnen.

Für den Windpark GICON SOF wurde kein Wert ermittelt. Begründet wird dies auf dem Charakter des Projekts. Als Forschungsprojekt für ein schwimmendes Fundament auf See, ergibt sich keine direkte Wirtschaftlichkeit aus dem Vorhaben als solches. Zudem ist von einem für Forschungsprojekte typischen, begrenzten Budget auszugehen. Für das Versteigerungsverfahren wird die Kapazitätsnachfrage von 2,3 MW daher nicht weiter monetär betrachtet.

Basierend auf den dargestellten NPVs der Projekte wurde die Bandbreite für zu erwartende Einnahmen ermittelt. Die Ermittlung folgt dabei den Annahmen, dass das praktisch max. Gebot 50% des berechneten NPVs ausmacht [EWE15]. Als minimales Gebot wurde der Wert bei allen Antragstellerinnen auf 0 gesetzt. Dies ist damit begründet, dass die Durchführung des Versteigerungsverfahrens nicht als sicher anzunehmen ist. Dies stützt sich auf das 2014 erstmalig durchgeführte Verfahren, welches aufgrund veränderter Eigentümerstrukturen nichtig wurde.

Auf Basis dieser Überlegungen wurden die maximalen und minimalen Gebote für das Jahr 2015 ermittelt. Ergänzend wurde das wahrscheinliche Gebot ermittelt.

Für die abzugebenden Gebote wird von einem am unteren Ende der möglichen Spannbreite liegenden Wert von 5% ausgegangen, da eine geringe Bereitschaft der Unternehmen zur Abgabe größerer Summen angenommen wird. Dafür spricht das Interesse der homogenen Gruppe der Bieter, die Preise für Kapazitäten nicht in die Höhe zu treiben.

Mit den so ermittelten Informationen wurden die kalkulierten maximalen Gebote der den Windparks zugehörigen Antragsstellerinnen sowie die entsprechende Zuschlagskapazität berechnet. Gemäß den von der Bundesnetzagentur definierten Regeln der Versteigerung, ist das niedrigste, noch vollständig angenommene Angebot preissetzend. Basierend auf diesem Markträumungspreis für den entsprechenden Windpark sowie der höher liegenden Gebote und den nicht vollständig mit Zuschlägen bedachten, niedrigeren Geboten ergeben sich maximal mögliche Einnahmen für das Jahr 2015 von 613,92 Mio. Euro.

Analog zu dem dargestellten Vorgehen wurden die wahrscheinlichen Einnahmen auf Basis der wahrscheinlichen Gebote ermittelt. Die so prognostizierten Einnahmen für das Jahr 2015 liegen daher bei einem Wert von 61,4 Mio. Euro. Die aggregierten Einnahmeszenarien der Jahre 2015 bis 2020 sind in Tabelle 73 dargestellt.

Tabelle 73: Aggregierte Einnahmeszenarien (minimal, maximal, wahrscheinlich) 2015-2020

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Minimale Einnahmen [Euro]	0	0	0	0	0	0
Prognostizierte Einnahmen [Mio. Euro]	61,4	0	0	0	0	0
Maximale Einnahmen [Mio. Euro]	614	0	0	0	0	0

Anmerkungen zur Methodik der Ermittlung der Einnahmen aus der Versteigerung von Anbindungs-kapazitäten für Windenergie auf See

Aufgrund der Neuartigkeit des durchgeführten Verfahrens sowie der aufgrund von Kaufprozessen besonderen Situation im ersten Versteigerungsverfahren, konnte bei der Kalkulation nicht auf Erfahrungswerte und branchen-typische Gebotsstrategien zurückgegriffen werden. Die Werte unterliegen damit einer hohen Unsicherheit. Aufgrund der Größenordnung im Vergleich zu Vergütungen ist jedoch von einer zu vernachlässigenden Wirkung auf die EEG-Umlage auszugehen.

Ergänzend kann das öffentliche Verfahren in der homogenen Gruppe von potentiellen Bietern in Bezug auf die Höhe der Erlöse einschränkend wirken. So sind neben einem gemeinsamen Interesse, die Marktpreise niedrig zu halten v.a. Zusammenschlüsse und/oder Akquisitionen ein möglicherweise bremsendes Element (vgl. EnBW – Albatros 2014). Zudem wurden spieltheoretische Überlegungen, die durch die mehrfachen EnBW-Beteiligungen zur Diskussion gestellt werden könnten, nicht berücksichtigt.

Da nach aktuellem Stand nicht mit weiteren Verfahren bis einschließlich 2020 zu rechnen ist, werden relevante Erfahrungswerte frühestens in den ab 2021 folgenden Verfahren zur Verfügung stehen.

5 MITTELFRISTPROGNOSE FÜR EEG GEFÖRDERTE ANLAGEN FÜR DIE JAHRE 2017 – 2020

5.1 Wasserkraft

5.1.1 Prognose der Leistungsentwicklung bis 2020

Die gegenwärtigen regulatorischen Auflagen und die bereits teilweise ausgeschöpften Potenziale lassen eine nach wie vor verhaltene Weiterentwicklung der Wasserkraft erwarten. Damit setzt sich der in der Jahresprognose skizzierte Trend fort. Der größte Zubau ist dabei im Süden Deutschlands zu erwarten, wobei eine jeweilige Fertigstellung von neuen Anlagen vornehmlich in den Sommermonaten stattfindet. Damit verbleibt der Zubau (netto) im Trendszenario in etwa bei 43 MW pro Jahr. Aufgrund der erwarteten konstanten Entwicklung in den kommenden Jahren verlaufen das obere- und das untere Szenario jeweils nah am Trendszenario.

Tabelle 74: Leistungsentwicklung der EEG-geförderten Wasserkraft in den Mittelfristscenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Zubau [MW]	50	48	44
	Rückbau [MW]	7	5	2
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.590	1.591	1.583
2018	Zubau [MW]	52	51	44
	Rückbau [MW]	8	6	2
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.634	1.635	1.626
2019	Zubau [MW]	52	51	44
	Rückbau [MW]	9	7	3
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.677	1.679	1.666
2020	Zubau [MW]	56	54	45
	Rückbau [MW]	11	8	3
	Leistung zum Jahresende [MW]	1.722	1.726	1.709

5.1.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden wird in Kapitel 3.1 näher erläutert. Die dort getroffenen Annahmen gelten auch für die Mittelfristprognose der Kalenderjahre 2017 bis 2020. Für die monatliche Verteilung der Stromerzeugung wird ein langjähriger Mittelwert des Einspeiseprofils der ENTSO-E herangezogen. Im oberen und unteren Szenario werden die Vollbenutzungsstunden ebenfalls entsprechend der vorgestellten Herangehensweise fortgeschrieben. Dies führt zu 22% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und 15% niedrigeren Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden. In Tabelle 75 sind die Ergebnisse für die Kalenderjahre 2017 bis 2020 für das Trend- sowie das obere und untere Szenario aufgeführt. Die Stromerzeugung im Trendszenario entspricht 6.400 GWh im Kalenderjahr 2017 und steigt in der Folge auf 6.900 GWh im Jahre 2020.

Tabelle 75: Stromerzeugung aus EEG-geförderter Wasserkraft in den Mittelfrist Szenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Leistung zum Jahresende [MW]	1.590	1.591	1.583
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.099	5.013	3.471
	Stromerzeugung [GWh]	6.423	7.858	5.416
2018	Leistung zum Jahresende [MW]	1.634	1.635	1.626
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.099	5.013	3.471
	Stromerzeugung [GWh]	6.601	8.078	5.563

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2019	Leistung zum Jahresende [MW]	1.677	1.679	1.666
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.099	5.013	3.471
	Stromerzeugung [GWh]	6.779	8.300	5.707
2020	Leistung zum Jahresende [MW]	1.722	1.726	1.709
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.099	5.013	3.471
	Stromerzeugung [GWh]	6.959	8.526	5.851

5.1.3 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Wie bereits in Kapitel 3.1 erläutert sind die Zuwächse in der Marktprämie maßgeblich den Zubauten nach § 37 Abs. 2. EEG 2014 zuzuschreiben. Damit steigen die Anteile der installierten Leistung, die über die geförderte Direktvermarktung veräußert werden von durchschnittlich 50% in 2017 auf durchschnittlich 54% in 2020 an. Da diese Vermarktungsform zumeist von Betreibern hoch ausgelasteter Anlagen gewählt wird, fallen die Vollbenutzungsstunden hier höher aus als in der Festpreisvergütung. Diese Einschätzung leitet sich aus den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber ab und wird entsprechend fortgeschrieben. Es ergeben sich für die Jahre 2017 bis 2020 die in Tabelle 76 dargestellten Vermarktungsmengen für die geförderte Direktvermarktung, dargestellt für das Trendszenario sowie das obere und untere Szenario. Die Unterschiede in den Szenarien resultieren aus unterschiedlichen Annahmen zum Zubau sowie zu Vollbenutzungsstunden (+22% im oberen- und -15% im unteren Szenario).

Tabelle 76: Strommengen zur Marktprämie aus EEG-geförderter Wasserkraft nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	4.005	4.901	3.365
2018	4.240	5.191	3.560
2019	4.458	5.461	3.737
2020	4.673	5.731	3.908

Feste Einspeisevergütung

Die feste Einspeisevergütung bleibt der Regelfall für die Bestandsanlagen. Daher gibt es keine maßgeblichen energetischen Änderungen in der Jahresbilanz wie in Tabelle 77 zu sehen ist. Durch den Leistungszuwachs in der geförderten Direktvermarktung fällt jedoch der Leistungsanteil in der festen Einspeisevergütung gegenüber der Direktvermarktung von 48% in 2017 weiter auf 45% in 2020 ab.

Tabelle 77: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus EEG-geförderter Wasserkraft nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	2.331	2.852	1.977
2018	2.274	2.782	1.930
2019	2.235	2.733	1.898
2020	2.200	2.689	1.870

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB²¹ hat die sonstige Direktvermarktung bei Wasserkraft keine große Bedeutung. Darüber hinaus ist nicht zu erwarten, dass große Änderungen eintreten werden. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in dieser Vermarktungsform konstant fortgeschrieben.

²¹ bis einschließlich Juli 2015

5.1.4 Prognose der Vergütung

Das methodische Vorgehen zur Berechnung der Vergütungszahlungen für die feste Einspeisevergütung, die geförderte Direktvermarktung (Marktprämie) und die vermiedenen Netzentgelte wird in Kapitel 2.3 eingeführt. Die Berechnungsergebnisse für das Trendszenario sind in Tabelle 78, für das obere Szenario in Tabelle 79 und für das untere Szenario in Tabelle 80 dargestellt.

Tabelle 78: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderte Wasserkraft 2017 bis 2020 im Trendszenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
2017	244	236	44
2018	238	259	45
2019	234	277	46
2020	231	296	47

Tabelle 79: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderte Wasserkraft 2017 bis 2020 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
2017	299	303	53
2018	292	336	55
2019	287	365	56
2020	282	393	58

Tabelle 80: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderte Wasserkraft 2017 bis 2020 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
2017	207	190	37
2018	202	206	38
2019	199	219	39
2020	196	231	40

5.1.5 Zusammenfassung

Der Zubau neuer Wasserkraftwerke in Deutschland ist infolge der begrenzten Ausbaupotenziale und der regulatorischen Auflagen weiterhin verhalten. Den größten Anteil des Zubaus lässt Süddeutschland erwarten. Da die Technik der Wasserkraft seit längerem eine ausgereifte Technik darstellt, sind lediglich geringe Steigerungen in den Vollbenutzungsstunden zu erwarten. Mindestwasserauflagen haben allerdings einen hemmenden Effekt auf die Produktion. Somit wird die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden als stagnierend angenommen. Die Spreizung der Szenarien untereinander ist im Wesentlichen aus den empirisch analysierten Extremausprägungen der Vollbenutzungsstunden abgeleitet. Für den Teil der Wasserkraftanlagen, die nach dem EEG vergütet werden, ist bis Ende 2020 ein starker Anstieg der installierten Leistung in der geförderten Direktvermarktung zu erwarten, so dass sich die Aufteilung der beiden entscheidenden Vermarktungsformen zwischen 2014 und 2020 verschieben wird.

5.2 Deponie, -Klär- und Grubengas

5.2.1 Prognose der Leistungsentwicklung bis 2020

Infolge sinkender Gasaufkommen (Gruben-, Klär-, Deponiegas) ist tendenziell von einer Abnahme neuer Anlagen auszugehen. Aus diesem Grund findet eine Fortsetzung der Entwicklung aus der Jahresprognose statt.

Deponiegas: Die weitestgehend erschöpften Gasvorkommen führen entweder zu einer Stilllegung oder einer Verringerung der Leistung einzelner Deponiegasanlagen statt. Dabei wird es aufgrund des Ablagerungsverbots und der teilweise erschöpften Gasvorkommen auf Mülldeponien mehrheitlich zu einer Stilllegung von Deponiegasanlagen kommen, so dass die Leistung im Trendszenario insgesamt rückläufig ist. Im oberen Szenario hingegen wird angenommen, dass ein größerer Anteil der Anlagen zur Verstromung von Restgasmengen eingesetzt wird.

Klärgas: Die Entwicklung von Klärgas ist seit Jahren insgesamt rückläufig, da eine zunehmende Nutzung in einzelnen Kläranlagen zur Deckung des Eigenbedarfes stattfindet (vgl. Jahresprognose). Zudem sind die Potenziale von Klärgas bereits weitestgehend ausgeschöpft. Bereits 2011 wurden 79% des Klärgases KWK Anlagen zugeführt. Es besteht gleichwohl ein Potential zur Steigerung auf max. 90% [ZSW14]. Das vergleichsweise hohe Durchschnittsalter der Anlagen lässt zugleich auf das Erfordernis zur Erneuerung von Bestandsanlagen schließen. Die genannten Gründe führen zu einem Zubau in den Folgejahren, der aber auf dem niedrigen Niveau der vergangenen Jahre verbleibt. Der EEG-Zubau betrug bereits in den Jahren 2009 bis 2012 weniger als 1 MW pro Jahr. Dies entspricht deutschlandweit zwei Gasmotoren á 500 kW [ZSW14].

Grubengas: Aufgrund des weitestgehend erschöpften Grubengasvorkommens (bekannte Gasfelder sind zudem erschlossen), ist nicht davon auszugehen, dass Neuinstallationen stattfinden werden. An die Jahresprognose anknüpfend, ist anzunehmen, dass Anlagen tendenziell stillgelegt werden. Infolge dessen wird in allen Szenarien, ausser im oberen, eine rückläufige installierte Leistung prognostiziert. Das obere Szenario unterstellt eine annähernd konstante Leistung, folglich einen gegenüber heute weitestgehend unveränderten Stand.

Tabelle 81: Leistungsentwicklung der Deponie-, Klär- und Grubengas in den Mittelfrist-Szenarien bis 2020

			Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Zubau [MW]	Gesamt	1	2	0
		Deponiegas	0	1	0
		Klärgas	1	1	0
		Grubengas	0	0	0
	Rückbau [MW]	Gesamt	-2	0	-4
		Deponiegas	-1	0	-2
		Klärgas	0	0	0
		Grubengas	-1	0	-2
	Leistung zum Jahresende [MW]	Gesamt	552	562	544
		Deponiegas	208	214	205
		Klärgas	101	101	100
		Grubengas	243	247	239
2018	Zubau [MW]	Gesamt	1	2	0
		Deponiegas	0	1	0
		Klärgas	1	1	0
		Grubengas	0	0	0
	Rückbau [MW]	Gesamt	-2	0	-5
		Deponiegas	-1	0	-3
		Klärgas	0	0	0
		Grubengas	-1	0	-2
	Leistung zum Jahresende [MW]	Gesamt	551	564	539
		Deponiegas	207	215	202
		Klärgas	101	102	100
		Grubengas	242	247	237

			Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2019	Zubau [MW]	Gesamt	1	2	0
		Deponiegas	0	1	0
		Klärgas	1	1	0
		Grubengas	0	0	0
	Rückbau [MW]	Gesamt	-2	0	-5
		Deponiegas	-1	0	-3
		Klärgas	0	0	0
		Grubengas	-1	0	-2
	Leistung zum Jahresende [MW]	Gesamt	550	567	535
		Deponiegas	206	216	199
		Klärgas	102	102	101
		Grubengas	242	248	235
2020	Zubau [MW]	Gesamt	1	2	0
		Deponiegas	0	1	0
		Klärgas	1	1	0
		Grubengas	0	0	0
	Rückbau [MW]	Gesamt	-2	0	-5
		Deponiegas	-1	0	-3
		Klärgas	0	0	0
		Grubengas	-1	0	-2
	Leistung zum Jahresende [MW]	Gesamt	548	569	531
		Deponiegas	205	217	196
		Klärgas	102	103	101
		Grubengas	241	248	234

5.2.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden wird in Kapitel 3.2 näher erläutert. Die dort getroffenen Annahmen gelten auch für die Mittelfristprognose der Kalenderjahre 2017 bis 2020. Analog zum beschriebenen Vorgehen wird die Prognose differenziert für Deponiegas, Klärgas und Grubengas durchgeführt. Die sinkenden Vollbenutzungsstunden sind insbesondere auf rückläufige Gasmengen zurückzuführen. Im oberen und unteren Szenario werden die Vollbenutzungsstunden ebenfalls entsprechend der vorgestellten Herangehensweise fortgeschrieben. Auch im oberen Szenario sinken die Vollbenutzungsstunden über den Prognosezeitraum hinweg, allerdings weniger stark, als im Trendszenario. Das untere Szenario beschreibt demgegenüber eine stärkere Reduktion der Vollbenutzungsstunden im Vergleich zum Trendszenario.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus DKG-Gasen berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden. Die Stromerzeugung im Trendszenario entspricht 1.570 GWh im Kalenderjahr 2017 und sinkt in der Folge auf 1.490 GWh im Jahre 2020. Die abnehmende Stromerzeugung ist einerseits durch einen Rückbau an installierter Leistung begründet, sowie durch sinkende Vollbenutzungsstunden. Sowohl das Grubengasaufkommen ist aufgrund der Ausgasungseffekte der Flöze, als auch das Deponiegasaufkommen ist aufgrund des Deponierungsverbots nicht thermisch vorbehandelter Abfälle rückläufig. In Tabelle 82 sind die Ergebnisse für die Kalenderjahre 2017 bis 2020 für das Trend- sowie das obere und untere Szenario aufgeführt. Die Berechnung erfolgt separat für die einzelnen Gasarten, die Ergebnisse werden in den folgenden Ausführungen allerdings summiert dargestellt.

Tabelle 82: Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas in den Mittelfristszzenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Leistung zum Jahresende [MW]	552	562	544
	Vollbenutzungsstunden [h]	2.848	2.896	2.792
	Stromerzeugung [GWh]	1.574	1.626	1.524
2018	Leistung zum Jahresende [MW]	551	564	539
	Vollbenutzungsstunden [h]	2.804	2.871	2.730
	Stromerzeugung [GWh]	1.547	1.618	1.479

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2019	Leistung zum Jahresende [MW]	550	567	535
	Vollbenutzungsstunden [h]	2.763	2.847	2.674
	Stromerzeugung [GWh]	1.520	1.610	1.437
2020	Leistung zum Jahresende [MW]	548	569	531
	Vollbenutzungsstunden [h]	2.730	2.831	2.629
	Stromerzeugung [GWh]	1.499	1.607	1.402

5.2.3 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Der Zubau EEG geförderter Gase erfolgt lediglich im Bereich des Klärgases. Bei einer aggregierten Betrachtung der Gase ist für die Jahre 2017 bis 2020 insgesamt ein Rückgang der installierten Leistung zu erwarten. Es wird erwartet dass der Anteil der installierten Leistung in der Marktprämie von 40% in 2017 auf 39% in 2020 minimal abfällt. Trotz der Dominanz der Anlagenleistung in der festen Einspeisevergütung wird über die Marktprämie mehr Strom veräußert (siehe Tabelle 83). Dieser Unterschied resultiert u.a. aus der Technologieverteilung auf die verschiedenen Vermarktungsformen. Betreiber größerer Anlagen mit hoher Auslastung wählen meist die Marktprämie, weshalb die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden in dieser Vermarktungsform höher ausfallen als in der Festpreisvergütung. Diese Einschätzung leitet sich aus den Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber ab und wird entsprechend fortgeschrieben. Das obere und untere Szenario unterscheidet sich durch unterschiedliche Annahmen zu Leistungszubau und Leistungsrückbau sowie den Vollbenutzungsstunden.

Tabelle 83: Strommengen zur Marktprämie aus Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	922	938	912
2018	915	940	901
2019	908	941	890
2020	904	945	882

Feste Einspeisevergütung

In der festen Einspeisevergütung ist ebenso ein Rückbau zu verzeichnen. Daher sinkt auch hier die eingespeiste Energie zwischen 2017 und 2020. Die Ergebnisse sind in Tabelle 84 dargestellt.

Tabelle 84: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	651	686	611
2018	631	677	577
2019	611	668	546
2020	594	661	519

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB²² hat die sonstige Direktvermarktung bei Deponie-, Klär-, und Grubengasen keine große Bedeutung. Darüber hinaus ist nicht zu erwarten, dass große Änderungen eintreten werden. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in dieser Vermarktungsform konstant fortgeschrieben.

²² bis einschließlich Juli 2015

5.2.4 Prognose der Vergütung

Das methodische Vorgehen zur Berechnung der Vergütungszahlungen für die feste Einspeisevergütung, die geförderte Direktvermarktung (Marktprämie) und die vermiedenen Netzentgelte wird in Kapitel 2.3 eingeführt. Die Berechnungsergebnisse für das Trendszenario sind in Tabelle 85, für das obere Szenario in Tabelle 86 und für das untere Szenario in Tabelle 87 dargestellt.

Tabelle 85: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas 2017 bis 2020 im Trendszenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
2017	47.515	36.340	9.214
2018	45.959	37.516	9.011
2019	44.474	38.101	8.816
2020	43.175	38.682	8.654

Tabelle 86: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas 2017 bis 2020 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
2017	50.072	39.644	9.560
2018	49.358	41.965	9.487
2019	48.665	43.666	9.417
2020	48.124	45.209	9.374

Tabelle 87: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas 2017 bis 2020 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
2017	44.580	33.744	8.891
2018	42.065	34.156	8.572
2019	39.735	34.209	8.273
2020	37.723	34.063	8.020

5.2.5 Zusammenfassung

Für die Entwicklung von Anlagen zur Nutzung von Deponiegas, Klärgas oder Grubengas wird der Trend aus der Jahresprognose fortgeschrieben. Die rückläufigen Gasvorkommen führen zu weiteren Stilllegungen von Anlagen. Zugleich ist infolge von Ausgasungseffekten bei Deponie- und Grubengasanlagen mit einer sinkenden Tendenz bei den Vollbenutzungsstunden bei Bestandsanlagen zu rechnen. Neubauanlagen sind aufgrund des Deponierungsverbots thermisch unbehandelter Abfälle und der geologisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht zu erwarten. Bei Klärgasanlagen wird von einer Stagnation der bisherigen Vollbenutzungsstunden ausgegangen. Über alle Anlagen hinweg ist hinsichtlich der Zahlungen mit keiner nennenswerten Änderung zu rechnen. Absolut sind die Beiträge der Gase an den Einspeisungen und an den Vergütungszahlungen weiterhin als gering zu betrachten.

5.3 Biomasse

5.3.1 Prognose der Leistungsentwicklung bis 2020

Infolge der Einschränkungen des EEG 2014, insbesondere hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit dieser Technologieart wird der Zubau neuer Anlagen auf einem vergleichsweise sehr niedrigen Niveau verbleiben. Es wird davon ausgegangen, dass die neu installierten Anlagenleistungen den Korridor von 100 MW pro Jahr unterschreiten. Im Trendszenario wird, ausgehend von gleichbleibenden regulatorischen Rahmenbedingungen ein sehr verhaltenes Wachstum der Leistung mit 15 MW pro Jahr prognostiziert. Der Zubau beruht dabei weiterhin maßgeblich auf den beiden Technologiearten Güllekleinanlagen (max. 80 kW) und Verbrennungsanlagen von Bioabfällen [FVB14, DBFZ14]. Das untere Szenario reflektiert zugleich die mit einer Änderung der Abwasserschutzverordnung (AwSV) verbundenen Anforderungen im Umgang mit wassergefährdenden Stoffen. Die zusätzlichen Auflagen können stellenweise zu einer Stilllegung von Anlagen führen, so dass im unteren Szenario von einem sehr verhaltenen Zubau von neuen Anlagen in Höhe von 5 MW pro Jahr ausgegangen wird [FVB14]. Aufgrund der bisherigen Altersstruktur der Anlagen werden Rückbauten nicht erwartet, so dass diese nicht aufgeführt wird.

Die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gemäß EEG 2012 bzw. des Flexibilitätszuschlags gemäß EEG 2014 durch Überbauung von bestehenden Anlagen lässt einen größeren Zubau im Vergleich zu Neubauten erwarten [FVB14, BMWi15c]. Gleichwohl wird die Summenleistung von 1.350 MW zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie im Betrachtungszeitraum bis 2020 nicht erreicht.



Tabelle 88: Leistungsentwicklung der Biomasse in den Mittelfristscenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Zubau (Neuanlagen) [MW]	15	30	5
	Überbauung (Flexi-Prämie) [MW]	65	110	45
	Gesamtzubau [MW]	80	140	50
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.842	6.928	6.795
2018	Zubau (Neuanlagen) [MW]	15	30	5
	Überbauung (Flexi-Prämie) [MW]	60	105	35
	Gesamtzubau [MW]	75	135	40
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.852	6.953	6.790
2019	Zubau (Neuanlagen) [MW]	15	30	5
	Überbauung (Flexi-Prämie) [MW]	60	105	35
	Gesamtzubau [MW]	75	135	40
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.867	6.983	6.795
2020	Zubau (Neuanlagen) [MW]	15	30	5
	Überbauung (Flexi-Prämie) [MW]	50	95	25
	Gesamtzubau [MW]	65	125	30
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.872	7.003	6.790

5.3.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden wird in Kapitel 3.3 näher erläutert. Die dort getroffenen Annahmen gelten auch für die Mittelfristprognose der Kalenderjahre 2017 bis 2020. Aufgrund des degressiven Verlaufs der Entwicklung der historischen Vollbenutzungsstunden, werden diese für die weiteren Prognosejahre als konstant angenommen. Analog zum Jahr 2016 handelt es sich auch im Falle des Kalenderjahres 2020 um ein Schaltjahr, weshalb die Vollbenutzungsstunden leicht höher ausfallen. Im oberen und unteren Szenario werden diese ebenfalls entsprechend der vorgestellten Herangehensweise fortgeschrieben. Dies führt zu 2% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und 6% niedrigeren Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Biomasse berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden. In Tabelle 89 sind die Ergebnisse für die Kalenderjahre 2017 bis 2020 für das Trend- sowie das obere und untere Szenario aufgeführt. Die Stromerzeugung im Trendszenario entspricht 40.200.000 MWh im Kalenderjahr 2017 und steigt in der Folge auf 40.600.000 MWh im Jahr 2020.

Tabelle 89: Stromerzeugung aus Biomasse in den Mittelfristscenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	installierte Leistung zum Jahresende [MW]	6.777	6.818	6.750
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.842	6.928	6.795
	Vollbenutzungsstunden [h]	5.941	6.060	5.585
	Stromerzeugung [GWh]	40.218	41.223	37.682
2018	installierte Leistung zum Jahresende [MW]	6.792	6.848	6.755
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.852	6.953	6.790
	Vollbenutzungsstunden [h]	5.941	6.060	5.585
	Stromerzeugung [GWh]	40.307	41.404	37.710
2019	installierte Leistung zum Jahresende [MW]	6.807	6.878	6.760
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.867	6.983	6.795
	Vollbenutzungsstunden [h]	5.941	6.060	5.585
	Stromerzeugung [GWh]	40.396	41.586	37.738
2020	installierte Leistung zum Jahresende [MW]	6.822	6.908	6.765
	Leistung zum Jahresende inkl. Überbauung [MW]	6.872	7.003	6.790
	Vollbenutzungsstunden [h]	5.957	6.076	5.600
	Stromerzeugung [GWh]	40.596	41.882	37.869

5.3.3 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Wie bereits in Kapitel 3.3 erläutert, sind die prognostizierten Leistungszuwächse innerhalb der Biomasse gering. Darüber hinaus wird für die Jahre 2017 bis 2020 nur ein geringer Wechsel von Bestandsanlagen in die Marktprämie erwartet, da sich dieser bereits in den vorangegangenen Jahren erschöpft hat.²³ Diese Wechselaversion deckt sich mit der Branchenmeinung, dass keine deutlichen Änderungen im Vermarktungsverhalten von Bestandsanlagen zu erwarten sind [BDEW15b].

Im Falle der Marktprämie als gewählte Vermarktungsform kann zusätzlich eine Flexibilitätsprämie (ab EEG 2014: Flexibilitätszuschlag) in Anspruch genommen werden. Die entsprechenden Strommengen sind daher in den Strommengen der Marktprämie enthalten.

Es wird daher von den in Tabelle 90 dargestellten Vermarktungsmengen, für die Jahre 2017 bis 2020, in den verschiedenen Szenarien ausgegangen. Aus den unterschiedlichen Annahmen zum Leistungszuwachs sowie zu Vollbenutzungstunden, resultieren leicht höhere Vermarktungsmengen im oberen Szenario und geringfügig niedrigere Vermarktungsmengen im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario.

Tabelle 90: Strommengen zur Marktprämie aus Biomasse nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	29.232	29.999	27.365
2018	29.323	30.183	27.396
2019	29.412	30.364	27.424
2020	29.582	30.629	27.527

²³ Wie in Kapitel 3.3 erläutert, wurde eine empirisch gemessene Wechselquote von der festen Einspeisevergütung hin zur Marktprämie ermittelt. Diese Quote unterliegt einem degressiven Verlauf, der bereits für das Jahr 2016 eine Konvergenz unterstellt wird.

Feste Einspeisevergütung

Analog zur Einspeisung in der Marktprämie stagniert die Vermarktungsmenge in der festen Einspeisevergütung und verbleibt für den Betrachtungszeitraum von 2017 bis 2020 auf einem ähnlichen Niveau, wie in Tabelle 91 dargestellt ist.

Tabelle 91: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Biomasse nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	10.971	11.207	10.302
2018	10.968	11.205	10.299
2019	10.968	11.206	10.299
2020	10.999	11.237	10.327

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB²⁴ hat die sonstige Direktvermarktung bei Biomasse keine große Bedeutung. Darüber hinaus ist nicht zu erwarten, dass große Änderungen eintreten werden. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in dieser Vermarktungsform fortgeschrieben.

5.3.4 Prognose der Vergütung

Das methodische Vorgehen zur Berechnung der Vergütungszahlungen für die feste Einspeisevergütung, die geförderte Direktvermarktung (Marktprämie) und die vermiedenen Netzentgelte wird in Kapitel 2.3 eingeführt.

Im Falle einer Flexibilisierung der Stromerzeugung kann für Biogas- und Biomethananlagen, die unter das EEG 2012 fallen, die Flexibilitätsprämie und für Neuanlagen des EEG 2014 größer 100 kW der Flexibilitätszuschlag beansprucht werden. Aufgrund des geringen Zubaus im Bereich größer 100 kW, wird angenommen, dass der Flexibilitätszuschlag nicht in Anspruch genommen wird.

Die Prognose der Vergütungszahlungen für das Trendszenario sind in Tabelle 92, für das obere Szenario in Tabelle 93 und für das untere Szenario in Tabelle 94 dargestellt.

²⁴ bis einschließlich Juli 2015

Tabelle 92: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2017 bis 2020 im Trendszenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
2017	2.255	4.394	24	322
2018	2.254	4.449	27	323
2019	2.254	4.485	29	324
2020	2.261	4.530	31	325

Tabelle 93: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2017 bis 2020 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
2017	2.303	4.583	29	330
2018	2.303	4.674	33	332
2019	2.303	4.745	38	333
2020	2.309	4.820	42	335

Tabelle 94: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2017 bis 2020 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
2017	2.118	4.054	22	302
2018	2.117	4.083	24	302
2019	2.117	4.101	25	302
2020	2.123	4.120	26	303

5.3.5 Zusammenfassung

Der Zubau von neuen Biomasseanlagen ist bereits ab dem Jahr 2012 stetig rückläufig. Mit Inkrafttreten des EEG 2014 zum 01.08.2014 ist die Wirtschaftlichkeit dieser Technologie zunehmend erschwert. Es dominieren weiterhin zwei Technologiearten (Güllekleinanlagen und Verbrennungsanlagen von Bioabfällen). Der größte Zubau ist durch Überbauung von bestehenden Anlagen zu erwarten.

Aus historischen Daten konnte eine geringe Steigerung der Vollbenutzungsstunden abgeleitet werden. Dieser degressiv verlaufende Trend wird ab dem Jahr 2015 allerdings in Sättigung gehen, so dass ab diesem Zeitpunkt nicht mit einer weiteren Erhöhung gerechnet werden kann. Ebenso wird der steigende Anteil der Biomasseleistung in der Direktvermarktung in 2016 bei nahezu 73% in Sättigung gehen und in den kommenden Jahren nicht wesentlich ansteigen.

5.4 Geothermie

5.4.1 Prognose der Leistungsentwicklung bis 2020

Die sehr langen Planungszeiträume und die komplexe technische Realisierung von Geothermie-Projekten (ca. 4 - 7 Jahre) [GEO15] lassen einen weiterhin langsamen, zugleich aber stetigen Zubau erwarten, so dass die in der Jahresprognose beschriebene Entwicklung fortgesetzt wird. Die wesentlichen Bundesländer mit vorhandenem Potenzial stellen Bayern, Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz (geologisch bedingt durch die guten Voraussetzungen im Molassebecken und Rheintalgraben) dar. Infolge der langen und komplexen Umsetzungsprozesse schwankt der Zubau in den jeweiligen Szenarien. Im Trendszenario ist gleichwohl ein weitestgehend gleichmäßiger Zubau im Durchschnitt in Höhe von etwa 8 MW pro Jahr dargestellt. Im oberen Szenario wird eine zügigere Realisierbarkeit von einzelnen Projekten unterstellt, weshalb der Zuwachs höher ausfällt und in 2019 knapp 100 MW erreicht. Rückbauten werden nicht erwartet [GEO15] und sind daher nicht gesondert aufgeführt.

Tabelle 95: Leistungsentwicklung der Geothermie in den Mittelfrist Szenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Netto-Zubau [MW]	9	18	3
	Leistung zum Jahresende [MW]	53	72	38
2018	Netto-Zubau [MW]	7	13	4
	Leistung zum Jahresende [MW]	60	84	43
2019	Netto-Zubau [MW]	8	13	2
	Leistung zum Jahresende [MW]	68	97	45
2020	Netto-Zubau [MW]	8	10	4
	Leistung zum Jahresende [MW]	76	107	49

5.4.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden wird in Kapitel 3.4 näher erläutert. Die dort getroffenen Annahmen gelten auch für die Mittelfristprognose der Kalenderjahre 2017 bis 2020. Analog zum Jahr

2016 handelt es sich auch im Falle des Kalenderjahres 2020 um ein Schaltjahr, weshalb die Vollbenutzungsstunden leicht höher ausfallen. Im oberen und unteren Szenario werden diese ebenfalls entsprechend der vorgestellten Herangehensweise fortgeschrieben. Dies entspricht 20% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und 20% niedrigeren Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Geothermie berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden. In Tabelle 96 sind die Ergebnisse für die Kalenderjahre 2017 bis 2020 für das Trend- sowie das obere und untere Szenario aufgeführt. Die Stromerzeugung im Trendszenario entspricht 213 GWh im Kalenderjahr 2017 und steigt in der Folge auf 314 GWh im Jahre 2020.

Tabelle 96: Stromerzeugung aus Geothermie in den Mittelfrist Szenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Leistung zum Jahresende [MW]	53	72	38
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.329	5.188	3.470
	Stromerzeugung [MWh]	213.316	333.534	127.082
2018	Leistung zum Jahresende [MW]	60	84	43
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.329	5.188	3.470
	Stromerzeugung [MWh]	242.529	407.425	139.171
2019	Leistung zum Jahresende [MW]	68	97	45
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.329	5.188	3.470
	Stromerzeugung [MWh]	282.167	474.765	154.129
2020	Leistung zum Jahresende [MW]	76	107	49
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.341	5.202	3.480
	Stromerzeugung [MWh]	314.963	534.842	162.121

5.4.3 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Die in der Prognose des Zubaus in der Geothermie ermittelten Einzelprojekte besitzen nach § 37 Abs. 2 EEG 2014 alle eine Leistung oberhalb der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung. Aus diesem Grund werden alle Neubauten dieser Vermarktungsform zugeschrieben. Dies führt zu insgesamt stark ansteigenden Anteilen in der Marktprämie. Derzeit hat diese Vermarktungsform lediglich einen Leistungsanteil von circa einem Drittel. Durch die aufgeführten Umstände wird sich dieses Verhältnis bis 2020 auf einen Anteil von mehr als 2/3 umkehren. Die Verkaufsmengen in der geförderten Direktvermarktung für die Jahre 2017 bis 2020 im Trendszenario sowie im oberen und unteren Szenario können der Tabelle 97 entnommen werden. Die Entwicklung der Geothermie ist geprägt von einem hohen Risiko bei der Realisierung der Anlagen. Hinzu kommt eine hohe Unsicherheit bezüglich der Vollbenutzungsstunden, die sich in einer symmetrischen Schwankungsbreite von 20% um das Trendszenario ausdrückt.

Tabelle 97: Strommengen zur Marktprämie aus Geothermie nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
2017	131.529	229.138	61.523
2018	160.742	303.030	73.612
2019	200.380	370.369	88.570
2020	232.952	430.160	96.382

Feste Einspeisevergütung

Für Bestandsanlagen sind demgegenüber keine großen Änderungen der Vermarktungsform zu erwarten. Diese Annahme basiert auf einer Analyse der Bewegungsdaten 2014 und den Direktvermarktungsdaten bis einschließlich Juli 2015 sowie der Aussage von Branchenexperten [DWFG15a]. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in der Festpreisvergütung konstant fortgeschrieben. Die Vermarktungsmengen in der festen Einspeisevergütung für die Jahre 2017 bis 2020 im Trendszenario sowie im oberen und unteren Szenario können der Tabelle 98 entnommen werden. Wie bereits erläutert, stellt das Kalenderjahr 2020 ein Schaltjahr dar, weshalb die Vermarktungsmengen in diesem Jahr leicht höher ausfallen.

Tabelle 98: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Geothermie nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [MWh]	Oberes Szenario [MWh]	Unteres Szenario [MWh]
2017	81.787	104.396	65.559
2018	81.787	104.396	65.559
2019	81.787	104.396	65.559
2020	82.011	104.682	65.739

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB²⁵ wird die sonstige Direktvermarktung bei Geothermieanlagen nach aktuellem Stand nicht in Anspruch genommen. Änderungen sind diesbezüglich nicht zu erwarten. Somit werden auch für die Prognosejahre keine Energiemengen in der sonstigen Direktvermarktung erwartet.

5.4.4 Prognose der Vergütung

Das methodische Vorgehen zur Berechnung der Vergütungszahlungen für die feste Einspeisevergütung, die geförderte Direktvermarktung (Marktprämie) und die vermiedenen Netzentgelte wird in Kapitel 2.3 eingeführt. Die spezifischen vermiedenen Netzentgelte werden regelzonenscharf aus den Daten der ÜNB (Bewegungsdaten 2014) abgeleitet und für die Prognosejahre konstant fortgeschrieben. Die Berechnungsergebnisse für das Trendszenario sind in Tabelle 99, für das obere Szenario in Tabelle 100 und für das untere Szenario in Tabelle 101 dargestellt.

²⁵ bis einschließlich Juli 2015

Tabelle 99: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2017 bis 2020 im Trendszenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
2017	19.383	29.032	2.819
2018	19.383	35.577	3.196
2019	19.383	43.752	3.824
2020	19.436	50.169	4.302

Tabelle 100: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2017 bis 2020 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
2017	24.835	51.251	4.161
2018	24.835	68.080	5.020
2019	24.835	82.577	6.088
2020	24.903	95.007	6.976

Tabelle 101: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2017 bis 2020 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Tsd. Euro]	Marktprämie [Tsd. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
2017	15.537	13.417	1.840
2018	15.537	16.047	2.044
2019	15.537	19.072	2.296
2020	15.580	20.510	2.422

5.4.5 Zusammenfassung

Die sehr langen Planungszeiträume und die komplexe technische Realisierung von Geothermie-Projekten lassen einen stetigen, zugleich aber einen langsamen Zubau erwarten. Dabei werden die meisten geplanten Neubauprojekte eine Leistung oberhalb der Schwelle für die verpflichtende Direktvermarktung aufweisen. Daher ist lediglich für diese Vermarktungsform ein Zuwachs zu erwarten. Trotz hoher Vergütungssätze werden die absoluten Auszahlungsbeträge auch weiterhin aufgrund marginaler installierter Leistung eine untergeordnete Rolle innerhalb der EEG-Zahlungen einnehmen.

5.5 Windenergie an Land

5.5.1 Prognose der Leistungsentwicklung bis 2020

Nach den sehr dynamischen Jahren 2013 – 2016 (vgl. Jahresprognose) wird für die Folgejahre ein geringerer, zugleich ein gleichmäßigerer Zubau erwartet. Zu begründen ist letztgenanntes mitunter durch klare regulatorische Rahmenbedingungen, u.a. bis dahin festgelegte Vorgaben zu Ausschreibungsverfahren, die eine Minderung der Investitionsrisiken bzw. Lerneffekte ermöglichen und damit etwaige Vorzieheffekte reduzieren. Ferner führt die ab dem 01.01.2016 quartalsweise und an den Korridor angelehnte Degression der Förderung, und der gegenüber Vorjahren verringerten Rentabilität von Projekten zu einem Marktrückgang, der im Trendszenario zugleich annähernd im Korridor (2.400 MW – 2.600 MW netto) verläuft (§ 3 EEG 2014). Der Zubau für die Jahre 2017 – 2018 erreicht im Trendszenario einen Zubau in Höhe von 2.485 MW (netto). Die Spreizung der unteren und oberen Szenarien nimmt hingegen zu und berücksichtigt hierdurch etwaige Unsicherheiten in den Rahmenbedingungen der Ausschreibungen. Im oberen Szenario wird im gesamten Betrachtungszeitraum ein Zubau über dem Zielkorridor prognostiziert, während dieser im unteren Szenario unterschritten wird. Das Trendszenario hingegen verläuft nahe am vorgesehenen Zubaupfad der Bundesregierung.

Das Repowering für Neuanlagen wird analog zur Jahresprognose weiterhin mit 25% konstant fortgeschrieben.

Tabelle 102: Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in den Mittelfristsszenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Zubau [MW]	2.485	2.764	2.160
	davon Repowering [MW]	497	553	432
	Leistung zum Jahresende [MW]	46.774	47.789	45.436
2018	Zubau [MW]	2.485	2.764	2.160
	davon Repowering [MW]	497	553	432
	Leistung zum Jahresende [MW]	49.259	50.552	47.501

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2019	Zubau [MW]	2.340	2.690	2.036
	davon Repowering [MW]	468	538	407
	Leistung zum Jahresende [MW]	51.599	53.242	49.537
2020	Zubau [MW]	2.340	2.690	2.036
	davon Repowering [MW]	468	538	407
	Leistung zum Jahresende [MW]	53.939	55.932	51.573

5.5.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden wird in Kapitel 3.5 näher erläutert. Die dort getroffenen Annahmen gelten auch für die Mittelfristprognose der Kalenderjahre 2017 bis 2020. Aufgrund verbesserter Anlagentechnik von Neuanlagen, insbesondere höhere Nabenhöhen, im Vergleich zum Bestand, ist eine Steigerung der durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden zu erwarten. Im Trendszenario liegen diese bei 1.790 Stunden im Kalenderjahr 2017 und steigen bis 2020 auf 1.859 Stunden.

Im oberen und unteren Szenario werden nach der vorgestellten Methodik 11% höhere bzw. niedrigere Vollbenutzungsstunden angesetzt. Diese spiegeln die Schwankung des natürlichen Windangebots in Jahren mit besseren bzw. schlechteren Windverhältnissen wieder

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus an Land installierter Windenergieanlagen berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden. In Tabelle 103 sind die Ergebnisse für die Kalenderjahre 2017 bis 2020 für das Trend- sowie das obere und untere Szenario aufgeführt. Die Stromerzeugung im Trendszenario entspricht 81.400 GWh im Kalenderjahr 2017 und steigt in der Folge auf etwa 98.100 GWh im Jahre 2020.

Tabelle 103: Stromerzeugung aus Windenergie an Land in den Mittelfristszszenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Leistung zum Jahresende [MW]	46.774	47.789	45.436
	Vollbenutzungsstunden [h]	1.790	2.006	1.600
	Stromerzeugung [GWh]	81.461	93.091	70.885
2018	Leistung zum Jahresende [MW]	49.259	50.552	47.501
	Vollbenutzungsstunden [h]	1.812	2.031	1.620
	Stromerzeugung [GWh]	86.998	99.882	75.169
2019	Leistung zum Jahresende [MW]	51.599	53.242	49.537
	Vollbenutzungsstunden [h]	1.835	2.056	1.640
	Stromerzeugung [GWh]	92.556	106.758	79.627
2020	Leistung zum Jahresende [MW]	53.939	55.932	51.573
	Vollbenutzungsstunden [h]	1.859	2.084	1.662
	Stromerzeugung [GWh]	98.131	113.790	84.060

5.5.3 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Die vermarkteten Leistungen der an Land installierten Windenergieanlagen in der Marktprämie werden zukünftig von derzeit 83% weiter auf 89% in 2017 bzw. 91% in 2020 ansteigen. Dieser Anstieg resultiert aus einem hohen Leistungszubau bis zum Jahr 2020, der nach § 37 Abs. 2 EEG 2014 vollständig verpflichtend direktvermarktet werden muss, da alle Anlagen die Grenze 100 kW übersteigen werden. Darüber hinaus wird dem Wechsel von Anlagen aus der festen Einspeisevergütung hin zur geförderten Direktvermarktung über die Modellierung einer Wechselquote, analog zum beschriebenen Vorgehen in Kapitel 2.3, Rechnung getragen. Experten erwarten allerdings keine großen Änderungen bei Bestandsanlagen [BDEW15b]. Es werden die in Tabelle 104 aufgeführten Vermarktungsmengen für die Jahre 2017 bis 2020, jeweils dargestellt für das Trendszenario sowie das obere und untere Szenario, prognostiziert. Die installierten Leistungen in den verschiedenen Szenarien unterscheiden sich voneinander. Hinzu kommen um 11% symmetrisch vom Trendszenario abweichende Vollbenutzungsstunden, woraus sich die unterschiedlichen Vermarktungsmengen ableiten.

Tabelle 104: Strommengen zur Marktprämie aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	73.093	83.579	63.496
2018	78.630	90.371	67.781
2019	84.188	97.246	72.238
2020	89.764	104.279	76.672

Feste Einspeisevergütung

Durch die verpflichtende Direktvermarktung des Neubaus und die Wechselaversion von Bestandsanlagen in den kommenden Jahren, bleibt die Leistung in der festen Einspeisevergütung nahezu konstant. Durch den Leistungszuwachs in der Direktvermarktung sinkt der Leistungsanteil in der festen Einspeisevergütung von 11% in 2017 auf 9% in 2020. Die resultierenden Vermarktungsmengen sind in Tabelle 105 dargestellt.

Tabelle 105: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	8.173	9.293	7.214
2018	8.172	9.292	7.214
2019	8.172	9.292	7.213
2020	8.172	9.292	7.213

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB²⁶ hat die sonstige Direktvermarktung bei an Land installierten Windenergieanlagen keine große Bedeutung. Dies stützt sich auf Aussagen von Branchenexperten [BDEW15b]. Darüber hinaus ist nicht zu erwarten, dass große Änderungen eintreten werden. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in dieser Vermarktungsform konstant fortgeschrieben.

5.5.4 Prognose der Vergütung

Das methodische Vorgehen zur Berechnung der Vergütungszahlungen für die feste Einspeisevergütung, die geförderte Direktvermarktung (Marktprämie) und die vermiedenen Netzentgelte wird in Kapitel 2.3 eingeführt. Der größte Teil der Zahlungen entfällt bei Windenergie an Land auf die Marktprämie. Die Berechnungsergebnisse für das Trendszenario sind in Tabelle 106, für das obere Szenario in Tabelle 107 und für das untere Szenario in Tabelle 108 dargestellt.

²⁶ bis einschließlich Juli 2015

Tabelle 106: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2017 bis 2020 im Trendszenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
2017	746	4.970	292
2018	746	5.501	312
2019	746	6.003	332
2020	746	6.439	351

Tabelle 107: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2017 bis 2020 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
2017	848	5.962	334
2018	848	6.719	358
2019	848	7.458	383
2020	848	8.095	407

Tabelle 108: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2017 bis 2020 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Mio. Euro]
2017	659	4.159	255
2018	659	4.514	270
2019	659	4.884	285
2020	659	5.151	301

5.5.5 Zusammenfassung

Die weitere Entwicklung der Windenergie wird auf einem niedrigeren, zugleich aber gleichmäßigeren Niveau verlaufen. Wesentlichen Einfluss darauf üben die regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere das spätestens ab 2017 einzuführende Ausschreibungsmodell sowie die Wirtschaftlichkeit der Projekte infolge der Degression der Förderung aus.

Die geförderte Direktvermarktung in Form der Marktprämie wird auch in den Jahren 2017 bis 2020 den präferierten Vermarktungskanal darstellen. Die feste Einspeisevergütung spielt demgegenüber eine untergeordnete Rolle, so dass ihr Anteil bis 2020 weiter auf knapp 9% sinken wird. Die insgesamt auszahlenden Vergütungen im Kalenderjahr 2020 verbleiben in ihrer Höhe weiterhin unter den notwendigen Zahlungen für Photovoltaik, fallen allerdings erstmals höher aus, als die Zahlungen für die Technologie Biomasse.

5.6 Windenergie auf See

5.6.1 Prognose der Leistungsentwicklung bis 2020

Analog zur erläuterten Vorgehensweise in der Jahresprognose zur Ermittlung der Entwicklung von Wind Offshore, findet für die Jahre 2017 – 2020 eine Einschätzung des Zeitpunktes einer Inbetriebnahme beruhend auf Einzelprojekten statt. Die Charakterisierung der jeweilig angestrebten bzw. erwarteten Netzanbindung einzelner Windparks hat in Rücksprache mit den Übertragungsnetzbetreibern stattgefunden. Einer Einschätzung des Projektstatus zum Analysezeitpunkt zufolge, ist der höchste Zubau während des Betrachtungszeitraums der Mittelfristprognose im Jahr 2017 zu erwarten. Dabei wird im Trendszenario von einem Zubau in Höhe von 1.031 MW ausgegangen. Dies kann infolge der bereits in 2016 im Teilbetrieb laufenden Anlagen (vgl. Jahresprognose sowie der für diesen Zeitraum geplanten Anlagen, u.a. können die Windparks Nordergründe, Veja Mate und Nordsee One zumindest in Teilbetrieb ans Netz gehen (keine vollständige Auflistung der Projekte) erwartet werden. Ab dem Jahr 2018 ist ein leichter Rückgang des Zubaus zu verzeichnen. Gleichwohl wird der bis zum Jahr 2020 von der Bundesregierung vorgesehene Ausbau in Höhe von 6.500 MW erreicht.

Tabelle 109: Leistungsentwicklung der Windenergie auf See in den Mittelfristscenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Netto-Zubau [MW]	1.031	1.927	401
	Leistung zum Jahresende [MW]	4.979	6.684	3.574
2018	Netto-Zubau [MW]	570	1.042	326
	Leistung zum Jahresende [MW]	5.549	7.727	3.901
2019	Netto-Zubau [MW]	704	1.304	322
	Leistung zum Jahresende [MW]	6.253	9.030	4.223
2020	Netto-Zubau [MW]	199	760	80
	Leistung zum Jahresende [MW]	6.452	9.790	4.303

5.6.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden

Analog zur Jahresprognose in Kapitel 3.6 werden die Vollbenutzungsstunden getrennt für Nord- und Ostsee fortgeschrieben. Auch das obere und untere Szenario werden nach der erläuterten Methodik prognostiziert und spiegeln die Schwankung des natürlichen Winddargebots in Jahren mit besseren bzw. schlechteren Windverhältnissen wieder.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Windenergie auf See berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden. In Tabelle 116 sind die Ergebnisse für die Kalenderjahre 2017 bis 2020 für das Trend- sowie das obere und untere Szenario aufgeführt. Für die Stromerzeugung im Trendszenario ergeben sich 18.700 GWh im Kalenderjahr 2017, welche in der Folge auf 26.400 GWh im Jahre 2020 steigen.

Tabelle 110: Stromerzeugung aus Windenergie auf See in den Mittelfristszszenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Leistung zum Jahresende [MW]	4.979	6.684	3.574
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.130	4.542	3.592
	Stromerzeugung [GWh]	18.747	26.369	12.267
2018	Leistung zum Jahresende [MW]	5.549	7.727	3.901
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.130	4.543	3.593
	Stromerzeugung [GWh]	21.911	32.889	13.513

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2019	Leistung zum Jahresende [MW]	6.253	9.030	4.223
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.130	4.543	3.593
	Stromerzeugung [GWh]	24.556	38.432	14.677
2020	Leistung zum Jahresende [MW]	6.452	9.790	4.303
	Vollbenutzungsstunden [h]	4.149	4.563	3.610
	Stromerzeugung [GWh]	26.447	43.164	15.403

5.6.3 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Die geförderte Direktvermarktung stellt für die Windenergie auf See den Regelfall der Vermarktung dar. In der Vergangenheit kam es lediglich kurzzeitig und in geringen Mengen aufgrund von Inbetriebnahmemodalitäten zur Vermarktung über die feste Einspeisevergütung. Neuanlagen fallen darüber hinaus ausnahmslos nach § 37 Abs. 2 EEG 2014 in die verpflichtende Direktvermarktung. Daher ist zu erwarten dass die gesamte Einspeisung in den Jahren 2017 bis 2020 ausnahmslos über die geförderte Direktvermarktung veräußert wird (siehe Tabelle 111). Das untere und obere Szenario unterscheiden sich hinsichtlich der neu installierten Leistung und der simulativ ermittelten Schwankungsbreite der Vollbenutzungsstunden vom Trendszenario.

Tabelle 111: Strommengen zur Marktprämie aus Windenergie auf See nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	18.747	26.369	12.267
2018	21.911	32.889	13.513
2019	24.556	38.432	14.677
2020	26.447	43.164	15.403

Feste Einspeisevergütung

In der festen Einspeisevergütung wird aus oben genannter Begründung keine installierte Leistung von Windenergie auf See in den Jahren 2017 bis 2020 erwartet. Somit sind die Einspeisungen in allen Szenarien in dieser Vermarktungsform Null.

Sonstige Direktvermarktung

Die sonstige Direktvermarktung wird bei Windenergie auf See nach aktuellem Stand²⁷ nicht in Anspruch genommen. Änderungen sind diesbezüglich nicht zu erwarten.

5.6.4 Prognose der Vergütung

Das methodische Vorgehen zur Berechnung der Vergütungszahlungen für die feste Einspeisevergütung, die geförderte Direktvermarktung (Marktprämie) und die vermiedenen Netzentgelte wird in Kapitel 2.3 eingeführt. Vermiedene Netzentgelte fallen zum aktuellen Stand nur für den Windpark Alpha Ventus an, da nur dieser an ein 110 kV-Netz angeschlossen ist. Alle zukünftigen Windparks werden voraussichtlich keine Netzentgelte vermeiden, da sie in das Höchstspannungsnetz einspeisen. Die Berechnungsergebnisse für das Trendszenario sind in Tabelle 112, für das obere Szenario in Tabelle 113 und für das untere Szenario in Tabelle 114 dargestellt.

Tabelle 112: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2017 bis 2020 im Trendszenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
2017	0	2.958	345
2018	0	3.497	345
2019	0	3.939	345
2020	0	4.254	346

²⁷ bis einschließlich Juli 2015

Tabelle 113: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2017 bis 2020 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
2017	0	4.250	345
2018	0	5.389	345
2019	0	6.355	345
2020	0	7.173	346

Tabelle 114: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2017 bis 2020 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netzentgelte [Tsd. Euro]
2017	0	1.900	345
2018	0	2.108	345
2019	0	2.298	345
2020	0	2.409	346

5.6.5 Zusammenfassung

Mit Blick auf die im betrachteten Zeitraum (2017 – 2020) in der Genehmigungsphase vorzufindenden Projekte ist davon auszugehen, dass im Jahr 2017 ein gegenüber dem Vorjahr höherer Zubau erwartet werden kann. In den Folgejahren ist von einer geringeren Entwicklung auszugehen, die die gleichwohl angestrebte Zielvorgabe der Bundesregierung für 2020 in Höhe von 6.500 MW etwa erreichen lässt. Damit wird die Bedeutung der Windenergie auf See in den kommenden Jahren insgesamt deutlich erhöht. Die Stromerzeugung der Anlagen wird im Vergleich zu den vergangenen Jahren vermutlich stark ansteigen und somit auch die Vergütungszahlungen weiter erhöhen. Die Marktprämie stellt hierbei die ausschließliche Vermarktungsform dar.

5.7 Photovoltaik

5.7.1 Prognose der Leistungsentwicklung bis 2020

Die Degression der Förderung, die internationale Preisentwicklung sowie die Unsicherheit der Ausschreibungsverfahren für Freiflächenanlagen, haben in den vergangenen Jahren zu einem stetigen Rückgang in der Entwicklung des Zubaus von Photovoltaik geführt. Eine Einführung von neuen Geschäftsmodellen und die damit steigende Attraktivität der Photovoltaik für Anlagen größer 10 kW [IEL14] sowie die Erfahrungen der ersten Ausschreibungen von Photovoltaik-Freiflächen im Jahr 2015 führen in den kommenden Jahren wieder zu einer Steigerung im Zubau neuer Anlagen. Angesichts der nach wie vor erschwerten Wirtschaftlichkeit (vgl. Jahresprognose) wird der Ausbaupfad der Bundesregierung (2.400 MW – 2.600 MW) dennoch in keinem der Szenarien erreicht. Der insgesamt verhaltene Zubau lässt zudem erwarten, dass die gemäß § 31 Abs. 6 EEG 2014 anzusetzende Grenze in Höhe von 52.000 MW im Betrachtungszeitraum bis 2020 nicht überschritten wird.

Tabelle 115: Leistungsentwicklung der Photovoltaik in den Mittelfrist Szenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Netto-Zubau [MW]	1.684	2.199	1.038
	Leistung zum Jahresende [MW]	41.600	43.028	40.116
2018	Netto-Zubau [MW]	1.785	2.244	1.188
	Leistung zum Jahresende [MW]	43.385	45.272	41.304
2019	Netto-Zubau [MW]	1.906	2.323	1.497
	Leistung zum Jahresende [MW]	45.291	47.595	42.801
2020	Netto-Zubau [MW]	1.906	2.323	1.497
	Leistung zum Jahresende [MW]	47.197	49.918	44.298

5.7.2 Prognose der Vollbenutzungsstunden und der Stromerzeugung

Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden wird in Kapitel 3.7 näher erläutert. Die dort getroffenen Annahmen gelten auch für die Mittelfristprognose der Kalenderjahre 2017 bis 2020. Das obere und untere Szenario beschreiben diesbezüglich die stochastischen Abweichungen der Solarstrahlung vom langjährigen Mittel. Dies entspricht 5% höheren Vollbenutzungsstunden im oberen Szenario und 5% niedrigeren Vollbenutzungsstunden im unteren Szenario im Vergleich zum Trendszenario. Die Stromerzeugung berechnet sich in jedem Szenario entsprechend der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik für jeden Kalendermonat unter Beachtung der prognostizierten Vollbenutzungsstunden. Für die Stromerzeugung im Trendszenario ergeben sich ca. 38.200 GWh im Kalenderjahr 2017, welche in der Folge auf ca. 43.500 GWh im Jahre 2020 steigen. Im oberen Szenario fällt die Stromerzeugung mit einem Anstieg von ca. 41.300 GWh im Kalenderjahr 2017 auf ca. 48.100 GWh im Kalenderjahr 2020 höher aus. Das untere Szenario stellt mit einem Anstieg der Stromerzeugung von ca. 35.300 GWh auf ca. 38.900 GWh eine Prognose am unteren Rand dar.

Eigenverbrauch

Die Entwicklung des Eigenverbrauchs von Bestandsanlagen wird ebenfalls in Kapitel 3.7 erläutert. Durch das Nachrüsten von Speichern insbesondere im Bereich kleiner 10 kW können für diese höhere Eigenverbrauchsanteile erreicht werden.

Der Zuwachs des Eigenverbrauchs ist allerdings zum großen Teil durch Neuanlagen begründet. Für die Jahre 2017 bis 2020 wird der Anteil der Neuanlagen, die Eigenverbrauch betreiben, als konstant im Vergleich zum Jahr 2016 prognostiziert. Im Bereich kleiner 10 kW wird für alle Szenarien angenommen, dass die Eigenverbrauchsanteile langsam auf 40% gesteigert werden können. Dies ist durch fallende Preise für Speichertechnologien und somit eine stärkere Marktdurchdringung von Speichern begründet. Für Anlagen größer 10 kW ist eine größere Steigerung der Eigenverbrauchsanteile aufgrund der Pflicht zur anteiligen Zahlung der EEG-Umlage nicht zu erwarten. Aus diesem Grund werden die Eigenverbrauchsanteile von Neuanlagen analog zu bestehenden Anlagen dieser Kategorie angenommen.

Insgesamt kann der Eigenverbrauch im Trendszenario somit von ca. 7% bezogen auf die Stromerzeugung in 2017 auf ca. 8,8% in 2020 gesteigert werden. Im oberen Szenario fällt der Eigenverbrauchsanteil an der Stromerzeugung mit 7,4% im Kalenderjahr 2017 und ca. 9,5% im Kalenderjahr 2020 etwas höher aus. Im Rahmen des unteren Szenarios kann der Eigenverbrauch einen Anteil von 6,7% an der Stromerzeugung im Kalenderjahr 2017 erreichen und steigt in der Folge bis 2020 auf 8,2%.

Stromeinspeisung

Über die Differenz aus Stromerzeugung und Eigenverbrauch ergibt sich anschließend die Stromeinspeisung. Die Ergebnisse der Prognose für das Trend- sowie das obere und untere Szenario sind in Tabelle 116 dargestellt.

Tabelle 116: Stromerzeugung aus Photovoltaik in den Mittelfrist Szenarien bis 2020

		Trendszenario	Oberes Szenario	Unteres Szenario
2017	Leistung zum Jahresende [MW]	41.600	43.028	40.116
	Vollbenutzungsstunden [h]	940	987	893
	Stromerzeugung [GWh]	38.230	41.372	35.345
	Stromeinspeisung [GWh]	35.547	38.271	32.992
2018	Leistung zum Jahresende [MW]	43.385	45.272	41.304
	Vollbenutzungsstunden [h]	940	987	893
	Stromerzeugung [GWh]	39.889	43.534	36.383
	Stromeinspeisung [GWh]	36.878	40.010	33.807
2019	Leistung zum Jahresende [MW]	45.291	47.595	42.801
	Vollbenutzungsstunden [h]	940	987	893
	Stromerzeugung [GWh]	41.663	45.803	37.528
	Stromeinspeisung [GWh]	38.231	41.749	34.657
2020	Leistung zum Jahresende [MW]	47.197	49.918	44.298
	Vollbenutzungsstunden [h]	941	988	894
	Stromerzeugung [GWh]	43.508	48.155	38.913
	Stromeinspeisung [GWh]	39.654	43.558	35.708

5.7.3 Prognose der Vermarktungsart

Marktprämie

Die geförderte Direktvermarktung ist bei der Photovoltaik überwiegend keine Option für kleinere Dachanlagen, sondern wird überwiegend von großen frei stehenden Anlagen gewählt. Somit sind im Jahr 2014 in Summe lediglich durchschnittlich 14% der deutschen Photovoltaikleistung direkt vermarktet. Bis 2018 ergibt sich eine Steigerungsrate von konstant zwei Prozentpunkten pro Jahr, die dann auf einen Prozentpunkt pro Jahr abflacht. Somit ergibt sich für das Kalenderjahr 2017 ein Leistungsanteil von 20% und für das Kalenderjahr 2020 ein Leistungsanteil von 24%. Die Leistung in dieser Vermarktungsform steigt von 5.961 MW in 2014 auf voraussichtlich 11.634 MW in 2020. Diese Steigerung ist überwiegend durch den Zubau von Großanlagen geprägt. Ein Wechsel von Bestandsanlagen aus der festen Einspeisevergütung gilt aufgrund von Nachrüstkosten und einem erhöhten administrativen Aufwand als eher unattraktiv [DGS15a, BDEW15b]. Gerade bei kleinen Anlagen wird die feste Einspeisevergütung aufgrund der hohen Risikoaversion weiter präferiert und ein Wechsel der Vermarktungsform nicht angestrebt [DGS15b]. Das obere- und das untere Szenario unterliegen im Vergleich zum Trendszenario unterschiedlichen Annahmen zur neu installierten Leistung (siehe Kapitel 5.7.1) sowie zu Vollbenutzungsstunden (wetterbedingte Schwankungen). Es ergeben sich die in Tabelle 117 dargestellten Vermarktungsmengen in der Marktprämie für die Jahre 2017 bis 2020 jeweils für das Trendszenario sowie das obere und untere Szenario.

Tabelle 117: Strommengen zur Marktprämie aus Photovoltaik nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	7.917	8.813	7.131
2018	8.865	10.026	7.820
2019	9.803	11.231	8.489
2020	10.735	12.426	9.190

Feste Einspeisevergütung

In der festen Einspeisevergütung steigt die installierte Leistung von 31.166 MW in 2014 auf voraussichtlich 35.552 MW in 2020, so dass diese Vermarktungsform im Jahr 2020 mit einem Anteil von 76% an der Gesamtleistung weiterhin die Regelform der Veräußerung darstellt. Die Änderung der Energiemengen in der festen Einspeisevergütung im betrachteten Zeitraum von 2017 bis 2020 ist jedoch relativ zueinander nur gering (siehe Tabelle 118).

Tabelle 118: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Photovoltaik nach Szenarien bis 2020

Jahr	Trendszenario [GWh]	Oberes Szenario [GWh]	Unteres Szenario [GWh]
2017	27.620	29.448	25.852
2018	28.002	29.973	25.977
2019	28.418	30.508	26.158
2020	28.908	31.121	26.508

Sonstige Direktvermarktung

Basierend auf einer Analyse der Direktvermarktungsdaten der ÜNB²⁸ hat die sonstige Direktvermarktung bei Photovoltaik keine große Bedeutung. Darüber hinaus ist nicht zu erwarten, dass große Änderungen eintreten werden. Daher wird der letzte bekannte Stand der Leistung in dieser Vermarktungsform konstant fortgeschrieben.

5.7.4 Prognose der Vergütung

Das methodische Vorgehen bei der Berechnung der Vergütungszahlungen für die feste Einspeisevergütung, die geförderte Direktvermarktung (Marktprämie) und die vermiedenen Netzentgelte wird in Kapitel 2.3 eingeführt. Entscheidend für die Vergütungszahlungen ist die zubauabhängige Degressionsrate der Vergütungssätze (atmender Deckel). Nach der Prognose des Zubaus von Photovoltaik im Rahmen des Gutachtens wird der Leistungskorridor in allen drei Szenarien unterschritten. Im Trend- sowie im oberen Szenario unterliegen die Vergütungssätze für Photovoltaik einer monatlichen Degression von 0,25%. Im unteren Szenario wird der Leistungskorridor so weit unterschritten, dass die Vergütungssätze zwischen 2017 und 2020 keiner Degression unterliegen. Die Eigenverbrauchsvergütung betrifft lediglich Anlagen, die zwischen 2009 und 2012 in Betrieb gegangen sind. Die Differenzen der Zahlungen zwischen den Szenarien ergeben sich aufgrund von unterschiedlichen Wetterbedingungen. Die Berechnungsergebnisse für das Trendszenario sind in Tabelle 119, für das obere Szenario in Tabelle 120 und für das untere Szenario in Tabelle 121 dargestellt.

²⁸ bis einschließlich Juli 2015

Tabelle 119: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2017 bis 2020 im Trendszenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netz-entgelte [Mio. Euro]	Eigenverbrauchsvergütung [Mio. Euro]
2017	8.947	1.434	206	125
2018	8.911	1.550	214	125
2019	8.872	1.651	222	125
2020	8.857	1.750	230	125

Tabelle 120: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2017 bis 2020 im oberen Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netz-entgelte [Mio. Euro]	Eigenverbrauchsvergütung [Mio. Euro]
2017	9.402	1.567	222	131
2018	9.367	1.721	232	131
2019	9.325	1.861	242	131
2020	9.309	1.995	252	131

Tabelle 121: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2017 bis 2020 im unteren Szenario

Jahr	Feste Einspeisevergütung [Mio. Euro]	Marktprämie [Mio. Euro]	Vermiedene Netz-entgelte [Mio. Euro]	Eigenverbrauchsvergütung [Mio. Euro]
2017	8.499	1.332	191	118
2018	8.462	1.432	196	118
2019	8.430	1.520	201	118
2020	8.434	1.602	207	118

5.7.5 Zusammenfassung

Infolge der zunehmend erschwerten Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik ist im Betrachtungszeitraum bis 2020 von einem insgesamt gedämpften Zubau auszugehen. Der Ausbaukorridor wird trotz einer ansteigenden Entwicklung vermutlich nicht erreicht. Die Bedeutung des Eigenverbrauchs nimmt zugleich zu, um die Wirtschaftlichkeit möglichst zu erhalten (insbesondere für Anlagen mit einer Leis-

tung unter 10 kW attraktiv), so dass dieser bis 2020 auf knapp 8,8% der Stromerzeugung ansteigt. Insgesamt wird weiterhin der größte Anteil der Strommenge über die Festvergütung veräußert, weshalb die feste Einspeisevergütung auch dominierend bezüglich der Gesamtauszahlungen bleibt. Im Vergleich zu den restlichen Energieträgern wird die Photovoltaik weiterhin die Technologie mit den höchsten Vergütungszahlungen bleiben.



QUELLENVERZEICHNIS

- [BAL15] Baltic 1 - Internetplattform des Anlagenbetreibers (<https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/enbw-baltic-1/index.html>), letzter Zugriff am 07.09.2015
- [BBE15] Bundesverband Bioenergie e.V., Fachverband Biogas e.V., DBV, Positionspapier: Eckpunkte eines Ausschreibungsmodells für die EEG-Vergütung der Stromerzeugung aus Biomasse, Juni 2015
- [BDEW15] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015), Berlin, 2015
- [BDEW15a] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Expertenbefragung vom 02.07.2015
- [BDEW15b] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Expertenbefragung vom 09.07.2015
- [BDW15] Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. (BDW), Expertenbefragung vom 08.07.2015
- [BMWi15a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Marktanalyse tiefe Geothermie, Broschüre, Februar 2015
- [BMWi15b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Marktanalyse Wasserkraft, Broschüre, Januar 2015
- [BMWi15c] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Marktanalyse Biomasse, Broschüre, Februar 2015
- [BMWi15d] Leipziger Insitut für Energie, Marktanalyse - Windenergie an Land, Untersuchung im Rahmen des Vorschungsvorhaben Ile zur Stromerzeugung aus Windenergie, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Leipzig, Februar. 2015
- [BMWi15e] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2014, Februar 2015
- [BMWi15f] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen, Broschüre, Februar 2015
- [BNetzA14] Bundesnetzagentur, Beschluss zum Aktenzeichen BK6-13-001, 13.08.2014
- [BNetzA15] Bundesnetzagentur, Anlagenregister der Bundesnetzagentur, Stand Juli 2015
- [BNetzA15a] Bundesnetzagentur, Pressemitteilung: Zweites Zuweisungsverfahren für Anschluss-kapazitäten eröffnet, 01.04.2015
- [BNetzA15b] Bundesnetzagentur, Zulassungsbeschluss zum Aktenzeichen BK6-15-010, 14.08.2015
- [BNetzA15c] Bundesnetzagentur, Expertenbefragung vom 22.09.2015
- [BVG15] Bundesverband Geothermie e.V., Geothermie in Zahlen, Internetpräsenz, letzter Zugriff vom 31.08.2015

- [BW15] IGW Interessengemeinschaft Wasserkraft Baden-Württemberg e.V. (BW), Expertenbefragung vom 10.07.2015
- [BWe15] Bundesverband Windenergie e.V., Expertenbefragung vom 29.06.2015
- [BWK14] BWK - Das Energie-Fachmagazin, Der Energiemarkt im Fokus – Aktuelle Entwicklungen und Trends aus Energiewirtschaft und Energietechnik, Bd. 67 Nr.5, Springer-VDI-Verlag, Jahresausgabe 2015
- [DBFZ14] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH et.al., Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG 2012, Vorhaben Ila Stromerzeugung aus Biomasse, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Leipzig, Julie 2014
- [DBFZ15] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Expertenbefragung vom 10.07.2015
- [DEWI15] DEWI (UL International GmbH), Expertenbefragung vom 30.06.2015
- [DDS] DDS Digital Data Service GmbH, <http://www.ddsgeo.de/nav2/impressum.html>
- [DGS15a] DGS-Fachausschuss Photovoltaik, Expertenbefragung vom 30.06.2015
- [DGS15b] Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), Expertenbefragung vom 02.07.2015
- [DMA] Defense Mapping Agency (DMA), 1992. Digital Chart of the World., <http://www.diva-gis.org/gdata>
- [DWFG15] Branchenexperte Geothermie, Expertenbefragung vom 08.07.2015
- [DWFG15a] Branchenexperte Geothermie, Expertenbefragung vom 29.06.2015
- [DWG14] Deutsche Windguard, Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Zusätzliche Auswertungen und Daten für das Jahr 2014, Varel, Januar 2015
- [DWG14a] Deutsche Windguard, Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2014, Varel, Stand 31.12.2014
- [DWG15] Deutsche Windguard, Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, 1. Halbjahr 2015, Varel, Juli 2015
- [DWG15a] Deutsche Windguard, Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – 1. Halbjahr 2015, Varel, Stand 30.06.2015
- [DWG15b] Deutsche Windguard, Expertenbefragung vom 29.09.2015
- [DWG15c] Ender, C. Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2014, DEWI MAGAZIN NO. 46, Wilhelmshafen, Februar 2015
- [DWG15d] Neddermann, B. Repowering in Deutschland in 2014: Letzte Gelegenheit zur Nutzung des Repowering-Bonus, DEWI MAGAZIN NO. 46, Wilhelmshafen, Februar 2015
- [EEA] European Environment Agency, Corine Land Cover 2006 seamless vector data. Last update: 13.03.2014, <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/clc-2006-vector-data-version-3#tab-metadata>

- [EEAa] European Environment Agency, Natura 2000 data – the European network of protected sites. Last update: 08.05.2015, <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/natura-6#tab-metadata>
- [EEG14] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)
- [EBP15] Energy Brainpool, Gutachten zur Prognose der Marktwertfaktoren sowie der Strompreise im Rahmen der Mittelfristprognose 2016 – 2020, Berlin, 2015
- [ENT15] Datenbank der ENTSO-E, Statistical Database, Dezember 2014
- [EWE15] EWE Erneuerbare Energien GmbH, Expertenbefragung vom 18.08.2015
- [FVB14] Fachverband Biogas e.V., Branchenzahlenprognose für die Jahre 2014 und 2015, November 2014
- [GEO14] Technische Universität Hamburg Harburg et.al., Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG 2012, Vorhaben IIb, Stromerzeugung aus Geothermie, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hamburg, Juli 2014
- [GEO15] Branchenexperte Geothermie, Expertenbefragung vom 30.06.2015
- [HER15] Dr. Born - Dr. Ermel GmbH, Expertenbefragung vom 30.06.2015
- [IEL14] Leipziger Institut für Energie, Mittelfristprognose zur EEG-Stromeinspeisung bis 2019, Endbericht, Leipzig, Oktober 2014
- [IVG15] Interessenverband Grubengas e.V., Expertenbefragung vom 04.09.2015
- [IWES14] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Windenergie Report Deutschland 2014, Stuttgart 2014
- [IWR] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), Internetpräsenz: <http://www.iwr.de/wind/offshore/>, letzter Zugriff vom 16.09.2015
- [PROG13] Prognos AG/Fichtner Gruppe, Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, 08.2013
- [PVE15] P3 Energy, Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen, Technische und wirtschaftliche Potenziale von Speichersystemen in Verteilungsnetzen, Schlussbericht, Aachen, Januar 2015
- [R2B13] r2b energy consulting GmbH, Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2014 bis 2018, Köln, November 2013
- [Rau15] Fachverband Biogas e.V., Expertenbefragung vom 09.07.2015
- [Rei15] Reitter, Expertenbefragung vom 30.06.2015
- [SWE14] Wagner Andres, Stiftung Offshore-Windenergie, Offshore-Windenergie-Status und Perspektiven (inkl. energiewirtschaftliche Bedeutung und Kostensenkungspotenziale), Jubiläumssymposium des SWE, Stuttgart, Juli 2014
- [SWM15] Moldan Christian, München als Vorreiter im Klimaschutz - Offshore Windparks mit Beteiligung der SWM, März 2015

- [ÜNB10-14] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): EEG-Jahresabrechnungen der Jahre 2010 bis 2014. http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm, letzter Zugriff am 04.09.2015
- [ÜNB14] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Stammdaten und testierte Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2014. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Juli 2015
- [ÜNB15] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): EEG-Direktvermarktungsdaten (Bis Stand Juli 2015), <http://www.netztransparenz.de/de/Monatsprognosen.htm>, letzter Zugriff am 04.09.2015
- [VEN15] Alpha Ventus - Internetplattform des Anlagenbetreibers (<http://www.alpha-ventus.de/>), letzter Zugriff am 07.09.2015
- [VNS13] P3 Energy, Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen , Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung, Schlussbericht, Aachen, August 2013
- [WKW15] AG Wasserkraftwerke Berlin, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern e.V., Expertenbefragung vom 02.07.2015
- [WELT15] Die Welt, <http://www.welt.de/wirtschaft/article136776170/Im-groessten-Meereswindpark-dreht-sich-wenig.html>, letzter Zugriff am 22.09.2015
- [ZSW14] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG 2012, Vorhaben I - Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Stuttgart, Juli 2014
- [ZSWF14] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg et.al., Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG 2012, Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Stuttgart, Juli 2014

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BB	Brandenburg
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BE	Berlin
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BWE	Bundesverband Windenergie e.V.
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
DKG	Deponie-, Klär- und Grubengase
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunden
HB	Bremen
HE	Hessen
HH	Hamburg
kW	Kilowatt
kWp	Maximalleistung in Kilowatt
KraftNav	Kraftwerksnetzanschlussverordnung
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MV	Mecklenburg-Vorpommern
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
MWp	Maximalleistung in Megawatt
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
PV	Photovoltaik
RP	Rheinland-Pfalz
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
TH	Thüringen
Tsd.	Tausend
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vNE	vermiedene Netzentgelte

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der installierten Leistung im Trendszenario.....	6
Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario.....	7
Abbildung 3: Entwicklung der Anteile der Leistung in den jeweiligen Vermarktungsformen im Trendszenario (Darstellung in Anlehnung an [R2B13])	9
Abbildung 4: Entwicklung der Vergütungszahlungen im Trendszenario	10
Abbildung 5: Vorgehensweise im Rahmen der Prognose	11
Abbildung 6: Vorgehen zur Ermittlung von Stromerzeugungszeitreihen am Beispiel Windenergie an Land.....	14

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Bisherige Entwicklung der EEG-geförderten Wasserkraft in Deutschland	18
Tabelle 2: Entwicklung der Leistung von EEG-geförderter Wasserkraft	19
Tabelle 3: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für EEG-geförderte Wasserkraft im Jahr 2016.....	21
Tabelle 4: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für EEG-geförderte Wasserkraft im Jahr 2016	22
Tabelle 5: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für EEG-geförderte Wasserkraft im Jahr 2016	23
Tabelle 6: Entwicklung der Verkaufsmengen von EEG-geförderter Wasserkraft in der Marktprämie für das Jahr 2016.....	25
Tabelle 7: Entwicklung der Verkaufsmengen von EEG-geförderter Wasserkraft in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016	26
Tabelle 8: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderte Wasserkraft im Jahr 2016 – Trendszenario.....	27
Tabelle 9: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderter Wasserkraft im Jahr 2016 - Oberes Szenario	29
Tabelle 10: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderte Wasserkraft im Jahr 2016 - Unteres Szenario	30
Tabelle 11: Bisherige Entwicklung von Deponie-, -Klär- und Grubengas in Deutschland	32
Tabelle 12: Entwicklung der Leistung von Deponie-, -Klär- und Grubengas	33
Tabelle 13: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016	36
Tabelle 14: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016	37
Tabelle 15: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016	38
Tabelle 16: Entwicklung der Verkaufsmengen von Deponie-, Klär- und Grubengas in der Marktprämie für das Jahr 2016.....	39
Tabelle 17: Entwicklung der Verkaufsmengen von Deponie-, Klär- und Grubengas in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016	40
Tabelle 18: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016 – Trendszenario.....	41

Tabelle 19: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016 – Oberes Szenario	42
Tabelle 20: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas im Jahr 2016 – Unteres Szenario	43
Tabelle 21: Bisherige Entwicklung der Biomasse in Deutschland	44
Tabelle 22: Entwicklung der Leistung von Biomasse.....	46
Tabelle 23: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Biomasse im Jahr 2016	48
Tabelle 24: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Biomasse im Jahr 2016.....	49
Tabelle 25: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Biomasse im Jahr 2016	50
Tabelle 26: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Biomasse in der Marktprämie für das Jahr 2016.....	51
Tabelle 27: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Biomasse in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016	52
Tabelle 28: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse im Jahr 2016 – Trendszenario	54
Tabelle 29: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse im Jahr 2016 – Oberes Szenario.....	55
Tabelle 30: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse im Jahr 2016 – Unteres Szenario	56
Tabelle 31: Bisherige Entwicklung der Geothermie in Deutschland	57
Tabelle 32: Entwicklung der Leistung von Geothermie	58
Tabelle 33: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Geothermie im Jahr 2016.....	59
Tabelle 34: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Geothermie im Jahr 2016.....	60
Tabelle 35: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Geothermie im Jahr 2016	61
Tabelle 36: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Geothermie in der Marktprämie für das Jahr 2016.....	62
Tabelle 37: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Geothermie in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016	63
Tabelle 38: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2016 – Trendszenario.....	64
Tabelle 39: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2016 – Oberes Szenario	65
Tabelle 40: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie im Jahr 2016 – Unteres Szenario ...	66
Tabelle 41: Bisherige Entwicklung der Windenergie an Land in Deutschland	67
Tabelle 42: Entwicklung der Leistung von Windenergie an Land.....	69
Tabelle 43: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Windenergie an Land im Jahr 2016	70
Tabelle 44: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Windenergie an Land im Jahr 2016.....	71

Tabelle 45: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Windenergie an Land im Jahr 2016.....	72
Tabelle 46: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Windenergie an Land in der Marktprämie für das Jahr 2016.....	73
Tabelle 47: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Windenergie an Land in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016	74
Tabelle 48: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land im Jahr 2016 – Trendszenario.....	75
Tabelle 49: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land im Jahr 2016 – Oberes Szenario	76
Tabelle 50: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land im Jahr 2016 – Unteres Szenario	77
Tabelle 51: Bisherige Entwicklung der Windenergie auf See in Deutschland.....	78
Tabelle 52: Entwicklung der Leistung von Windenergie auf See	79
Tabelle 53: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Windenergie auf See im Jahr 2016	81
Tabelle 54: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Windenergie auf See im Jahr 2016.....	82
Tabelle 55: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Windenergie auf See im Jahr 2016.....	83
Tabelle 56: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Windenergie auf See in der Marktprämie für das Jahr 2016.....	84
Tabelle 57: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2016 –.....	86
Tabelle 58: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2016 – Oberes Szenario	87
Tabelle 59: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See im Jahr 2016 – Unteres Szenario	88
Tabelle 60: Bisherige Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland.....	89
Tabelle 61: Entwicklung der Leistung von Photovoltaik	91
Tabelle 62: Photovoltaik Eigenverbrauchskategorien.....	92
Tabelle 63: Entwicklung der Stromerzeugung im Trendszenario für Photovoltaik im Jahr 2016.....	95
Tabelle 64: Entwicklung der Stromerzeugung im oberen Szenario für Photovoltaik im Jahr 2016.....	96
Tabelle 65: Entwicklung der Stromerzeugung im unteren Szenario für Photovoltaik im Jahr 2016	97
Tabelle 66: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Photovoltaik in der Marktprämie für das Jahr 2016	98

Tabelle 67: Entwicklung der Vermarktungsmengen von Photovoltaik in der Festpreisvergütung für das Jahr 2016.....	99
Tabelle 68: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik im Jahr 2016 – Trendszenario.....	100
Tabelle 69: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik im Jahr 2016 – Oberes Szenario .	101
Tabelle 70: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik im Jahr 2016 – Unteres Szenario	102
Tabelle 71: Kapazitäten für die Zuweisungs- und Versteigerungsverfahren 2015 [BNetzA15a]	104
Tabelle 72: Verteilung der zugelassenen Kapazitäten auf die Anbindungssysteme [BNetzA15b]	105
Tabelle 73: Aggregierte Einnahmeszenarien (minimal, maximal, wahrscheinlich) 2015-2020	107
Tabelle 74: Leistungsentwicklung der EEG-geförderten Wasserkraft in den Mittelfristszszenarien bis 2020	108
Tabelle 75: Stromerzeugung aus EEG-geförderter Wasserkraft in den Mittelfristszszenarien bis 2020	109
Tabelle 76: Strommengen zur Marktprämie aus EEG-geförderter Wasserkraft nach Szenarien bis 2020	110
Tabelle 77: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus EEG-geförderter Wasserkraft nach Szenarien bis 2020.....	111
Tabelle 78: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderte Wasserkraft 2017 bis 2020 im Trendszenario.....	112
Tabelle 79: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderte Wasserkraft 2017 bis 2020 im oberen Szenario	112
Tabelle 80: Vergütungs- und Prämienzahlungen für EEG-geförderte Wasserkraft 2017 bis 2020 im unteren Szenario	113
Tabelle 81: Leistungsentwicklung der Deponie-, Klär- und Grubengas in den Mittelfrist-Szenarien bis 2020	115
Tabelle 82: Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas in den Mittelfristszszenarien bis 2020	117
Tabelle 83: Strommengen zur Marktprämie aus Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien bis 2020	119
Tabelle 84: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Deponie-, Klär- und Grubengas nach Szenarien bis 2020.....	119
Tabelle 85: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas 2017 bis 2020 im Trendszenario.....	120
Tabelle 86: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas 2017 bis 2020 im oberen Szenario	120
Tabelle 87: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Deponie-, Klär- und Grubengas 2017 bis 2020 im unteren Szenario	121

Tabelle 88: Leistungsentwicklung der Biomasse in den Mittelfristscenarien bis 2020.....	123
Tabelle 89: Stromerzeugung aus Biomasse in den Mittelfristscenarien bis 2020.....	125
Tabelle 90: Strommengen zur Marktprämie aus Biomasse nach Szenarien bis 2020	126
Tabelle 91: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Biomasse nach Szenarien bis 2020 ...	127
Tabelle 92: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2017 bis 2020 im Trendszenario.....	128
Tabelle 93: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2017 bis 2020 im oberen Szenario...	128
Tabelle 94: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Biomasse 2017 bis 2020 im unteren Szenario .	128
Tabelle 95: Leistungsentwicklung der Geothermie in den Mittelfristscenarien bis 2020.....	130
Tabelle 96: Stromerzeugung aus Geothermie in den Mittelfristscenarien bis 2020	131
Tabelle 97: Strommengen zur Marktprämie aus Geothermie nach Szenarien bis 2020	132
Tabelle 98: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Geothermie nach Szenarien bis 2020	133
Tabelle 99: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2017 bis 2020 im Trendszenario..	134
Tabelle 100: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2017 bis 2020 im oberen Szenario	134
Tabelle 101: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Geothermie 2017 bis 2020 im unteren Szenario	134
Tabelle 102: Leistungsentwicklung der Windenergie an Land in den Mittelfristscenarien bis 2020..	136
Tabelle 103: Stromerzeugung aus Windenergie an Land in den Mittelfristscenarien bis 2020	138
Tabelle 104: Strommengen zur Marktprämie aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2020 ...	139
Tabelle 105: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Windenergie an Land nach Szenarien bis 2020	140
Tabelle 106: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2017 bis 2020 im Trendszenario.....	141
Tabelle 107: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2017 bis 2020 im oberen Szenario	141
Tabelle 108: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie an Land 2017 bis 2020 im unteren Szenario	141
Tabelle 109: Leistungsentwicklung der Windenergie auf See in den Mittelfristscenarien bis 2020 ..	143
Tabelle 110: Stromerzeugung aus Windenergie auf See in den Mittelfristscenarien bis 2020	144
Tabelle 111: Strommengen zur Marktprämie aus Windenergie auf See nach Szenarien bis 2020	145
Tabelle 112: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2017 bis 2020 im Trendszenario.....	146
Tabelle 113: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2017 bis 2020 im oberen Szenario	147

Tabelle 114: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Windenergie auf See 2017 bis 2020 im unteren Szenario	147
Tabelle 115: Leistungsentwicklung der Photovoltaik in den Mittelfristscenarien bis 2020	148
Tabelle 116: Stromerzeugung aus Photovoltaik in den Mittelfristscenarien bis 2020	150
Tabelle 117: Strommengen zur Marktprämie aus Photovoltaik nach Szenarien bis 2020	151
Tabelle 118: Strommengen zur festen Einspeisevergütung aus Photovoltaik nach Szenarien bis 2020	152
Tabelle 119: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2017 bis 2020 im Trendszenario	153
Tabelle 120: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2017 bis 2020 im oberen Szenario	153
Tabelle 121: Vergütungs- und Prämienzahlungen für Photovoltaik 2017 bis 2020 im unteren Szenario	153

KONTAKT



DR. CHRISTIAN HILLE
Geschäftsführer

P3 Energy & Storage GmbH
Am Kraftversorgungsturm 3
D-52070 Aachen

Christian.Hille@p3-group.com

THOMAS POLLOK
Gesamtprojektleiter

P3 Energy & Storage GmbH
Am Kraftversorgungsturm 3
D-52070 Aachen

+49 151 276 54 622

Thomas.Pollok@p3-group.com