

Untersuchung im Rahmen des Projekts

„Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“,

gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Verteilungswirkungen der Marktförderung des EEG in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie (onshore)

Bearbeiter:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe,

Barbara Breitschopf, Simon Bürer, Lucas Lürich

Karlsruhe, 30 Juni 2014

Fraunhofer ISI · DIW BERLIN · gws · izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergieSysteme

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1

2 Allgemeiner methodischer Ansatz 3

3 Methodik zur Abschätzung der Gewinnspannen bei PV-Anlagen 5

3.1 Stromerzeugung 5

3.1.1 Modulwirkungsgrad und fläche pro Leistung kWp 6

3.1.2 Wirkungsgrad des Wechselrichters 6

3.1.3 Wirkungsgrad der spezifischen Ausrichtung: 7

3.1.4 Performance Ratio 9

3.1.5 Ortspezifische solare Einstrahlung 10

3.2 Investitions- und Betriebskosten 10

3.3 Einspeisevergütungen 11

3.4 Gewinnspanne, Gewinn und Nettokapitalwert 12

4 Ergebnisse PV 13

4.1 Installierte Kapazität und erzeugte Strommenge bei PV 13

4.2 Margen und Gewinne in der PV-Stromerzeugung 16

4.2.1 Gewinnspannen 16

4.2.2 Nettokapitalwert 18

4.2.3 Jährliche Gewinne 20

4.3 Diskussion der Ergebnisse 21

5 Modellansatz zur Abschätzung der Margen bei Windkraftanlagen 24

5.1 Stromerzeugung 25

5.1.1 Nabenhöhen, Rauigkeit, Windgeschwindigkeit 25

5.1.2 Referenzanlagen und Berechnung der Stromerzeugung 26

5.2 Investitions- und Betriebskosten 27

5.3 Einspeisevergütung 28

5.4 Gewinnspannen und jährliche Gewinne der WKA 29

6 Ergebnisse für Windkraftanlagen 30
6.1 Installierte Kapazität und Stromerzeugung von Windkraftanlagen 30
6.2 Gewinnspannen und jährliche Gewinne aus der Windstromerzeugung 37
6.2.1 Gewinnspanne 37
6.2.2 Jährliche Gewinne 39
6.3 Diskussion der Ergebnisse 41
7 Fazit 44
8 Literaturverzeichnis 47
9 Anhang 51

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einordnung der Ent- und Belastungen in die Wirkungsübersicht des Ausbaus erneuerbarer Energien 2

Abbildung 2: Auswirkungen des Neigungswinkels und des Modulazimuts (Ausrichtung) auf den spezifischen Wirkungsgrad 9

Abbildung 3: Kumulierte installierte Kapazität PV-Anlagen 2000 - 2012 ... 13

Abbildung 4: PV-Stromerzeugung 2000 - 2012 14

Abbildung 5: kumulierte installierte Kapazität nach Anlagengröße 2000 - 2012 14

Abbildung 6: Jährlich installierte Kapazität nach Bundesland, 2000 - 201215

Abbildung 7: Erzeugte Strommenge und Einnahmen durch EEG-Vergütungen nach Bundesland, 2012 16

Abbildung 8: LCOE, FIT und Kapazität in 2012 installierter Anlagen (< 10 kW) 17

Abbildung 9: Gewinnspannen von Photovoltaikanlagen in Bayern, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern nach Jahr der Inbetriebnahme und Anlagengröße bei einem Zinssatz von 3 %, in Euro 18

Abbildung 10: Nettokapitalwert nach Bundesländern und Installationsjahr, 2000 – 2012 19

Abbildung 11: Summe der Nettokapitalwerte nach Anlagengröße aller zwischen 2000 und 2012 installierter Anlagen 19

Abbildung 12: Gewinne aus dem Betrieb von Photovoltaikanlagen nach Bundesländen und Jahr, 2000 – 2012 20

Abbildung 13: Anteile an Gesamtkapazität, -erzeugung, -gewinnen, -einnahmen bei PV (2012), Anteil an Anzahl der landwirtschaftlichen Betriebe (2012) und Gebäuden mit einer Wohnung (2011) (hier: Einfamilienhäuser), Anteil am Nettogesamtvermögen (2008) und an Gesamtbevölkerung (2008) 21

Abbildung 14: Kumulierte Kapazität, WKA-Anlagen 1992 - 2012 30

Abbildung 15: Modellbasierte Berechnung der kumulierten Kapazitäten von WKA nach Größenklassen, 1991 – 2012 31

Abbildung 16: Kumulierte Kapazitäten bei WKA nach Bundesland, 1991 – 2012 32

Abbildung 17: Stromerzeugung aus WKA, 1991 - 2012 33

Abbildung 18: Stromerzeugung von WKA nach Bundesländern, 1991 - 2012 34

Abbildung 19: Vergütungen für Strom aus WKA nach Bundesländern, 1991 - 2012 35

Abbildung 20: Vergütungszahlungen für Strom aus WKA nach Leistungsklassen, 1991- 2012 37

Abbildung 21: Durchschnittliche Vergütung und LCOE installierter WKA nach Bundesländern und Jahr 38

Abbildung 22: Durchschnittliche Gewinnmargen neu installierter WKA nach Bundesland, 1991 - 2012 38

Abbildung 23: Durchschnittliche Gewinnmargen neu installierter WKA nach Leistungsklassen, 1991 - 2012 39

Abbildung 24: Gewinne der WKA nach Bundesland, 1991 - 2012 40

Abbildung 25: Gewinne der WKA nach Leistungsklassen, 1991 - 2012 41

Abbildung 26: Anteile an Gesamtkapazität, -erzeugung, -gewinnen bei Windkraftanlagen (2012), Anteil an land- und forstwirtschaftl. Flächen (2012) und am Nettogesamtvermögen (2008) und an Gesamtbevölkerung (2008) 42

Abbildung 27: Landnutzung EU 56

Abbildung 28: a)Landnutzung b)PLZ-Gebiete c)Durchschn. Landnutzung 56

Tabelle 1: Einteilung der Anlagen nach Anlagengröße 5
Tabelle 2: Modulazimut und Standardgewichtung im Modell nach Schubert 8
Tabelle 3: Annahmen zum Anstellwinkel, Modulazimut und Wirkungsgrad der Ausrichtung..... 8
Tabelle 4: Übersicht der Parameter zur Berechnung der Stromerzeugung nach Anlagengröße 10
Tabelle 5: Leistungsklassen und Referenzanlagen 24
Tabelle 6: Rauigkeitslängen 56

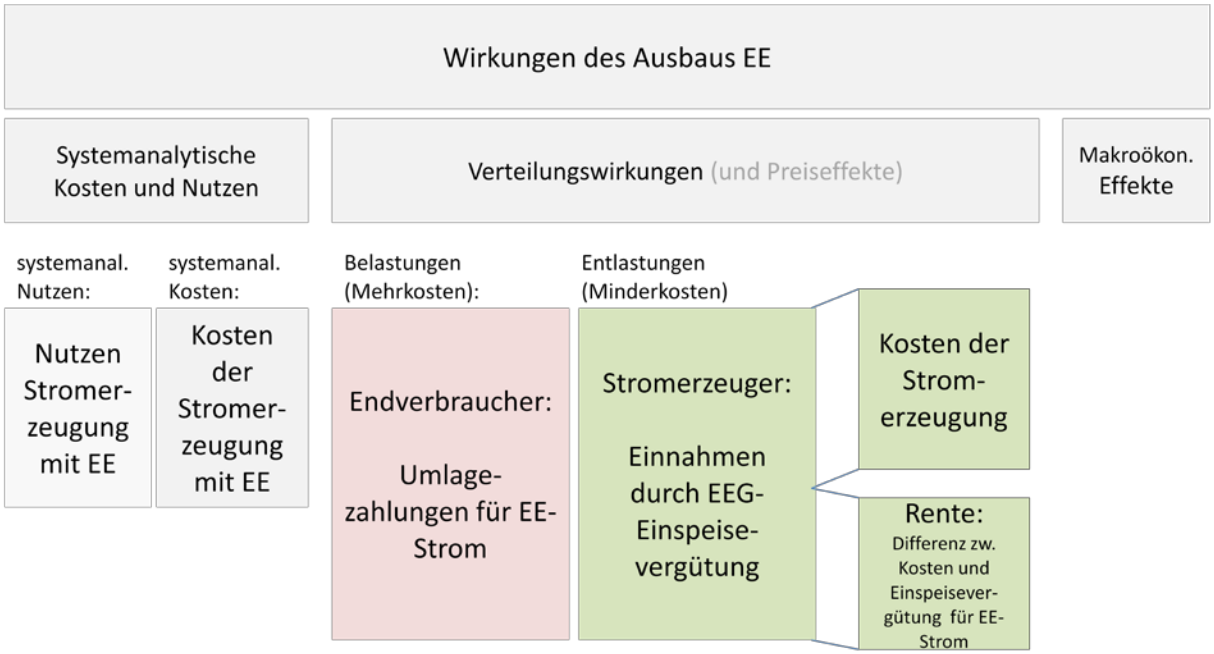
1 Einleitung

Angesichts des Klimawandels und der zunehmenden Knappheit fossiler Energieträger wird in Politik und Gesellschaft dem Ausbau erneuerbarer Energien eine wichtige Rolle beigemessen. Im Strombereich wurde hierzu das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) eingeführt. Es garantiert seit 2000 eine festgelegte Vergütung pro kWh für den eingespeisten, regenerativ erzeugten Strom sowie dessen priorisierte Abnahme durch die Stromnetzbetreiber in der Regel über einen Zeitraum von 20 Jahren. Die Vergütung wird technologiespezifisch und in Abhängigkeit von der installierten Leistung festgelegt, wobei sich die Vergütung für Neuinstallationen nach einer vorgegebenen Degression jährlich vermindert. Das EEG wurde seit seinem ersten Inkrafttreten im Jahr 2000 mehrfach verändert. Hierbei wurden die Vergütungssätze, deren Degression und einzelne Ausgestaltungselemente an Technologie- und Kostenentwicklungen angepasst sowie ein Ausbaukorridor für Photovoltaik festgelegt. Die EEG-Vergütungszahlungen der Netzbetreiber an die Erzeuger regenerativ erzeugten Stroms werden in Form der sogenannten EEG-Umlage auf die nicht privilegierten Stromverbraucher (je konsumierter Stromeinheit) umgelegt. Allerdings sind die Gesamtkosten des Ausbaus und somit die EEG-Umlage in den letzten Jahren stark gestiegen und belasten insbesondere die nicht privilegierten Stromverbraucher zusehends. Im Rahmen dieser Kostendiskussion wird immer wieder aufgeführt, dass bestimmte Regionen oder auch Akteure durch den Ausbau EE stärker profitieren als andere. Die Intention dieses Papiers ist, die Diskussion um Verteilungswirkungen mit Daten zu hinterlegen.

Verteilungswirkungen sind nach ISI et al. 2010 als einzelwirtschaftliche Mehr- oder Minderkosten des EE-Ausbaus zu verstehen. D.h. sie geben nicht den Ressourcenverbrauch an, sondern stellen die verbleibenden Be- und Entlastungen einzelner Akteure oder Akteursgruppen dar, lassen sich aber nicht ohne weiteres zu einer Gesamtgröße zusammenfassen. So stellt die Zahlung der EEG-Umlage eine verbleibende Belastung für Stromendverbraucher dar, während die EEG-Einspeisevergütung eine Entlastung für Stromerzeuger bedeutet, welche ungefähr die Gestehungskosten der Stromerzeugung decken soll. Bei einer dynamischen Entwicklung der Technologiekosten können aufgrund verzögerter Anpassungen der Einspeisevergütungen auch Renten für die Stromerzeuger anfallen. Das Papier zeigt am Beispiel der Windkraftanlagen (WKA) und Photovoltaik (PV), inwieweit durch die Einspeisevergütung die Stromerzeugungskosten gedeckt sind bzw. welche Überschüsse bei den Stromerzeugern mit PV- oder Windkraftanlagen anfallen und wie sich diese räumlich verteilen.

Abbildung 1 bildet im oberen Bereich die drei grundsätzlichen Wirkungskategorien des EE-Ausbaus ab. Unter der Kategorie Verteilungswirkungen sind zum einen die Belastungen (rot) durch die EEG-Umlagezahlungen aufgeführt (hier nicht untersucht), sowie die Entlastungszahlungen in Form der Einspeisevergütung (grün) an die Stromerzeuger, die zum einen die Kosten der Stromerzeugung mit Erneuerbaren decken sollen, aber auch ggf. Margen bzw. Renten finanzieren. Das vorliegende Papier untersucht wie sich diese bei PV- und Windkraftanlagen verteilen.

Abbildung 1: Einordnung der Ent- und Belastungen in die Wirkungsübersicht des Ausbaus erneuerbarer Energien



Hierbei werden entsprechend den Ausführungen des Grundlagenpapiers (Breitschopf und Diekmann, 2013) die Produzentenrenten der Erzeuger nach Regionen und Anlagengröße näher betrachtet und aufgezeigt, wie sich die Gewinne einer Investition in WKA oder PV-Anlagen über Zeit und Raum verteilt. Das Aufkommen von Steuern (Gewerbe- oder Einkommenssteuer, Mehrwertsteuer, etc.) durch den Ausbau erneuerbarer Energien sowie die dadurch entstehende Belastung verschiedener Akteure ist hier nicht berücksichtigt, wird jedoch in Diekmann et al. 2013 detailliert betrachtet.

Aufgrund der Datenstruktur und Förderausgestaltung erfolgen die Abschätzungen für die Bereiche Photovoltaik und Windenergie mit zwei speziellen Modellen, die sich beide auf die Eingangsparameter aus dem Anlagenstammregister (AStReg) der Übertragungsnetzbetreiber stützen. Abgeschätzt werden:

- erzeugte Strommenge nach Bundesland, Anlagengröße und Jahr für PV und Windenergie
- jährliche Gewinne der Investoren bzw. Anlagenbetreiber von PV- und Windkraftanlagen nach Bundesland und Jahr
- Differenz zwischen erhaltener Einspeisevergütung (FIT) und spezifischen Gestehungskosten (LCOE) für ausgewählte Anlagen, Bundesländer und Jahre bei PV und WKA
- Nettokapitalwert der Investition in PV nach Bundesland, Anlagengröße und Jahr

Zuerst werden die Methodik zur Abschätzung der Verteilungswirkungen, der Modellansatz und die Modellergebnisse für PV und anschließend für WKA vorgestellt. Das Papier schließt mit einer kurzen Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse.

2 Allgemeiner methodischer Ansatz

Für die Abschätzung von Gewinnen betrachtet der hier gewählte methodische Ansatz die Differenzen zwischen der EEG-Einspeisevergütung (FIT) und den jeweiligen Gestehungskosten (LCOE), die als Produzentenrenten interpretiert werden können. Der Nettokapitalwert einer Investition stellt die Summe der diskontierten Einnahmen und Ausgaben dar und zeigt insofern den Gewinn bzw. Verlust einer Investition über die Nutzungsdauer der Anlage als Barwert auf. Dagegen zeigt die Differenz von FIT und LCOE den berechneten jährlichen Gewinn oder Verlust einer Anlage.

Zur Ermittlung des Nettokapitalwerts bzw. der Differenz von FIT und LCOE sind folgende Daten und Berechnungen notwendig:

- Installierte Leistung der Anlagen und Einteilung nach Bundesländer und Größenklassen
- Ermittlung der Gestehungskosten (levelized costs of electricity (LCOE)) je Anlage
    - Ermittlung der Stromerzeugung auf Basis der globalen Strahlungs- und Windgeschwindigkeitsdaten
    - Ermittlung der Investitions- und Betriebskosten
- Ermittlung der Einspeisevergütung (FIT) je Anlage

Der Analysezeitraum erstreckt sich von 2000 bis 2012 und erfasst alle installierten und im Anlagenregister der Übertragungsnetzbetreiber ausgewiesenen WKA- und PV-Anlagen in Deutschland. Die Abschätzung der Einnahmen und Renten basiert im Prinzip auf dem gleichen methodischen Ansatz, unterscheidet sich jedoch in technischen Parametern und der Berechnung der Einspeisevergütungen.

Installierte Leistung

Datengrundlage für diese Berechnungen bilden die EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm), welche umfangreiche Informationen wie Postleitzahl, installierte Kapazität, Anmeldejahr etc. jedoch sonst keine weiteren technischen oder finanziellen Betriebsdaten zu den installierten und angemeldeten EE-Erzeugungsanlagen enthalten.

Die regionale Einteilung nach Bundesländern erfolgt anhand der Postleitzahl der Anlagenstandorte, die im Anlagenregister der deutschen Netzbetreiber vermerkt ist. Neben der bundesländerspezifischen Unterteilung werden die Anlagen anhand der installierten Leistung in Größenklassen unterteilt. Die Aufteilung orientiert sich an den Abgrenzungen der Vergütungsstufen im EEG bzw. an den gängigen Leistungsklassen. Die genaue Abgrenzung der Gruppen nach installierter Kapazität wird im jeweiligen Kapitel dargestellt.

Gestehungskosten

Um Projekte zur Energieerzeugung, seien es fossile oder erneuerbare Technologien, untereinander vergleichbar zu machen, bietet es sich an, die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über die gesamte projektierte, das heißt über die wirtschaftliche

Lebensdauer des Projekts zu berechnen. Für die wirtschaftliche Lebensdauer der Anlagen werden, wie auch für die im EEG festgelegte Vergütungsdauer, 20 Jahre angesetzt. Im Rahmen dieser Arbeit wird auf die Methode des diskontierten Cash Flows zurückgegriffen, bei der sowohl die jährlichen Betriebskosten, als auch die Jahreserträge abgezinst werden. Die Jahreserträge basieren auf historischen Daten zu Windgeschwindigkeiten und solarer Strahlung und können natürlich nur bis 2012 angepasst werden, sodass für die Berechnungen über 2012 hinaus die reinen jährlichen Durchschnittserträge verwendet werden. Formal ergeben sich die Stromgestehungskosten jeder Anlage:

Formel 2.1: Stromgestehungskosten

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{20} \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{20} \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Mit:
I_0 = Investitionskosten
C_t = Betriebskosten in Periode t
E_t = Energieertrag in Periode t
i = Zinssatz

Wobei *i* den als Opportunitätskosten angenäherten Kapitalkostensatz darstellt. Aufgrund der deutschlandweit als einheitlich angenommen Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten sind etwaige regionale Unterschiede der LCOE allein auf die örtlichen Wetterverhältnisse, sowie Analagencharakteristika zurückzuführen.

Die genauen Eingangsdaten zur Berechnung der Stromgestehungskosten werden im jeweiligen Kapitel dargestellt.

3 Methodik zur Abschätzung der Gewinnspannen bei PV-Anlagen

Zur Analyse der räumlichen wie auch sozialen Verteilungswirkungen der Förderung im PV-Bereich sind die installierten PV-Anlagen nach Bundesländer und Anlagengrößen auszuweisen. Letzeres beruht auf der Annahme, dass Investitionen in kleine PV-Anlagen von Privatpersonen bzw. Haushalten mit mittleren bis mittel-hohem Einkommen getätigt werden, während Großanlagen von Fonds, Unternehmen, Genossenschaften oder einzelnen Großinvestoren finanziert sind. Die Einteilung der Anlagen nach Größenklassen (Category) basiert auf den im jeweils gültigen EEG ausgewiesenen Vergütungsstufen und kann Tabelle 1 entnommen werden. Hierbei ist zu beachten, dass ab 2012 eine neue Einteilung der Größenklassen im EEG aufgeführt ist, die nachfolgend unter Category 5-8 geführt wird, da sie nicht der alten Einteilung zugeordnet werden kann.

Tabelle 1: Einteilung der Anlagen nach Anlagengröße

Kategorie der Anlagengröße	Installierte Leistung bis 2011	Category	Installierte Leistung ab 2012	Category
Klein	*< 30 kWp*	***1***	*<10 kWp*	***5***
Mittel	*30 - <100 kWp*	***2***	*10 - <40 kWp*	***6***
Groß	*100p - <1000 kWp*	***3***	*40 - <1000 kWp*	***7***
Sehr groß	*> 1000 kWp*	***4***	*> 1000 kWp*	***8***

Im Weiteren ist die Berechnungsmethodik der PV-Stromerzeugung dargestellt. Alle hier ausgewiesenen Preise oder Kosten sind zu Preisen von 2012 ausgewiesen.

3.1 Stromerzeugung

Zur Berechnung der erzeugten Strommenge (W) wird auf die von Quaschning (2011) entworfene Formel (siehe Formel (1)) zurückgegriffen.[1] Sie stellt die erzeugte Strommenge einer PV- Anlage als Produkt aus der globalen Sonnenstrahlung (S_{Ort}), dem Modulwirkungsgrad (η_{Modul}) und der Modulfläche (A_{Modul}) dar.[2] Bei der Erstellung der Formel nimmt Quaschning jedoch an, dass alle Anlagen optimal nach Süden ausgerichtet sind und einen optimalen Neigungswinkel von 30° aufweisen. Beide Annahmen treffen nicht für alle PV-Anlagen in Deutschland zu. Um präzisere Ergebnisse zu erhalten, wird die Formel von Quaschning deshalb um den Wirkungsgrad der spezifischen Ausrichtung ($\eta_{Ausrichtung}$) erweitert, wobei der Wirkungsgrad der spezifischen Ausrichtung vom Anstellwinkel und dem Modulazimut der einzelnen Anlagen abhängt. Darüber hinaus wird der Wirkungsgrad des

[1] Bei der Ermittlung der erzeugten Strommenge wird nicht zwischen erzeugter und eingespeister Strommenge differenziert, da weniger als 1 % der in dieser Untersuchung eingeschlossenen Anlagen die sogenannte Eigenverbrauchsvergütung beanspruchen. Diese wird nur für Anlagen (2009 EEG §33 Abs. 2), die zwischen dem 1. Juli 2010 und dem 1. Januar 2012 installiert wurden und nicht mehr als eine installierte Leistung von 500 kW vorweisen, gewährt. zwischen dem 1. Juli 2010 und dem 1. Januar 2012 installiert wurden und nicht mehr als eine installierte Leistung von 500 kW vorweisen, gewährt.

[2] kW_p=Kilo-Watt peak

Wechselrichters ($\eta_{Wechselrichter}$) einbezogen, der bei Quaschning ebenfalls nicht berücksichtigt wird. Die Erweiterung der Formel geht aus den Gleichungen (1) und (2) hervor.

Nach Quaschning:

$$W_{elektrisch}\left[\mathrm{kWh/a}\right] = S_{Ort}\left[\mathrm{kWh/m^2a}\right] \times \eta_{Modul} \times A_{Modul}[\mathrm{m^2}] \qquad (1)$$

Erweiterte Formel:

$$W_{Anlage}\left[\mathrm{kWh/a}\right] = S_{Ort}\left[\mathrm{kWh/m^2a}\right] \times \eta_{Ausrichtung} \times \eta_{Modul} \times \eta_{Wechselrichter} \times A_{Modul}[\mathrm{m^2}] \qquad (2)$$

3.1.1 Modulwirkungsgrad und fläche pro Leistung kWp

Der Modulwirkungsgrad hängt von dem Material ab, aus dem die Module hergestellt sind. In Deutschland sind ca. 95 % der PV–Anlagen[3] aus kristallinem Silizium (vgl. Fuhs 2000, Panzer 2012). Für diese Module wird ein Modulwirkungsgrad von mindestens 13 % angenommen (vgl. Mertens 2011). Obwohl bei modernen Modulen auch ein höherer Modulwirkungsgrad von bis zu 20 % (vgl. Wirth 2012) möglich wäre, wird hier für Anlagen bis 2006 ein Modulwirkungsgrad von 13 % gewählt. Tests von Modulen verschiedener Hersteller durch die PHOTON Laboratory GmbH haben gezeigt, dass der Wirkungsgrad polykristalliner Zellen, durch stete Weiterentwicklung und Produktionsverbesserungen, in den letzten Jahren ansteigt (vgl. Haase & Podewils 2011). Um diesem Trend Rechnung zu tragen, wird von 2007 bis 2011 ein Wirkungsgrad von 14 % und ab 2012 ein Wirkungsgrad von 15 % angesetzt. Allerdings nimmt der Modulwirkungsgrad im Laufe der Betriebszeit ab. Für diesen Verschleiß setzt Nguyen (2010) wie Quaschning (1999) jährlich durchschnittlich 1 % an. Da für diesen Wert keine neueren Angaben vorliegen, die Effizienz der Module eher unterdurchschnittlich angesetzt wird und ein Großteil der Anlagen erst in den letzten Jahren installiert wurde, findet der Verschließ in der Ertragsberechnung keine Berücksichtigung.

Die Modulfläche pro installierte kWp Leistung liegt Hanus und Stempel zufolge bei 7,5 m² pro installiertem kWp (vgl. Hanus & Stempel 2007). Prinz (vgl. Prinz 2010) hingegen geht von 10 m² pro installiertem kWp aus, was aber angesichts der Jahre, in denen die hier betrachteten Anlagen installiert wurden, ein zu konservativer Wert zu sein scheint. Da die Fläche pro installierte kWp Leistung nicht von der Anlagengröße abhängt, wird der Wert von 7,5 m^2 für alle Anlagen der drei Größenkategorien angenommen. Da aktuelle Angaben hierzu fehlen, wird dieser Wert über die Jahre hinweg als konstant angenommen.

3.1.2 Wirkungsgrad des Wechselrichters

In Wagners Photovoltaik Engineering (2010), in dem die Wirkungsgrade der 220 gängigsten europäischer Wechselrichter dargestellt werden, lässt sich ein durchschnittlicher Wechselrichterwirkungsgrad von 93 % ableiten. Der Wirkungsgrad moderner Wechselrichter kann Wirth (2012) zufolge deutlich höher z.B. bei 98 % liegen. Um jedoch Überschätzungen

[3] Laut Panzer (Panzer 2012) sind 95 % der Module aller PV-Anlagen in Deutschland aus Multi- kristallinem Silizium.

bei älteren Anlagen vorzubeugen, wird in vorliegender Untersuchung für Anlagen bis 2006 der gemäßigtere Wert von 93 % angenommen, für Anlagen bis 2011 95 % und ab 2012 ein Wirkungsgrad von 97 % angelegt.

3.1.3 Wirkungsgrad der spezifischen Ausrichtung:

Um die Stromerzeugung möglichst genau und ggf. Anlagen spezifisch abschätzen zu können, wird auch auf die Bedeutung der Ausrichtung der Anlage eingegangen. Der Wirkungsgrad der spezifischen Ausrichtung setzt sich aus zwei Komponenten zusammen: Anstellwinkel und Modulazimut der einzelnen Anlagen. Diese werden nachfolgend kurz erläutert.

Anstellwinkel

Der Anstellwinkel ist für die Energieausbeute der Sonnenstrahlung relevant: je Näher am Äquator, desto ungünstiger ist ein steiler Anstellwinkel für die Energieausbeute der Sonnenstrahlung (vgl. Quaschning 2011). Zum optimalen Anstellwinkel in Deutschland gibt es unterschiedliche Aussagen in der Literatur. Nach Aussagen von Šúri (vgl. Šúri 2007) umfassen die optimalen Anstellwinkel in Deutschland einen Bereich zwischen 33° und 36° während nach Quaschning und Konrad zufolge der optimale Anstellwinkel in Deutschland bei 30° liegt (vgl. Quaschning 2011; vgl. Konrad 2008). Diese Arbeit legt den optimalen Anstellwinkel auf 33° fest. Während bei großen Anlagen davon ausgegangen wird, dass sie hinsichtlich des Anstellwinkels optimal aufgestellt sind, wird bei kleinen Anlagen, die hauptsächlich auf Hausdächern angebracht sind und somit der Anstellwinkel durch die Dachneigung vorgegeben ist, angenommen, dass sie nicht optimal aufgestellt sind. So wird der Anstellwinken bei kleinen Anlagen auf 36° festgesetzt. Für die Anlagen mittlerer Größe wird angenommen, dass der Anstellwinkel näher am Optimum und somit bei 34,5° liegt.

Modulazimut

Neben dem Anstellwinkel bestimmt auch der Modulazimut, der die Abweichung von einer optimalen Ausrichtung nach Süden angibt, den Wirkungsgrad der spezifischen Ausrichtung. Es wird unterstellt, dass dieser wie beim Anstellwinkel zwischen Anlagen verschiedener Größe variiert. Eine Ausrichtung nach Süden ohne Abweichung (0 %) gewährleistet einen optimalen Einstrahlungsgewinn (vgl. 2008). Da die Ausrichtung großer Anlagen nicht durch externe Zwänge wie Dachausrichtung vorgegeben wird (vgl. Doganay 2010), kann bei diesen von einer optimalen Ausrichtung nach Süden ausgegangen werden. Hingegen wird für die kleinen und mittleren PV–Anlagen (oft Aufdachanlagen) eine Abweichung von der optimalen Ausrichtung nach Süden angenommen. Um diese Abweichung zu quantifizieren wird auf den Ansatz Schuberts zurückgegriffen (siehe Tabelle 2). Er nimmt in seinem Modell an, dass 60 % der PV-Anlagen eine optimale Ausrichtung nach Süden, jeweils 20 % eine Abweichung von ±40° in Richtung Ost oder West haben und dass keine sonnenbezogene Nachführung der Module stattfindet (vgl. Schubert 2012).

Tabelle 2: Modulazimut und Standardgewichtung im Modell nach Schubert

Azimut	Standardgewichtung
Nachführung	*0 %*
Süd-Ost (140°)	*20 %*
Süd (180°)	*60 %*
Süd-West (220°)	*20 %*

Quelle: Schubert 2012, S.4

Spezifischer Wirkungsgrad

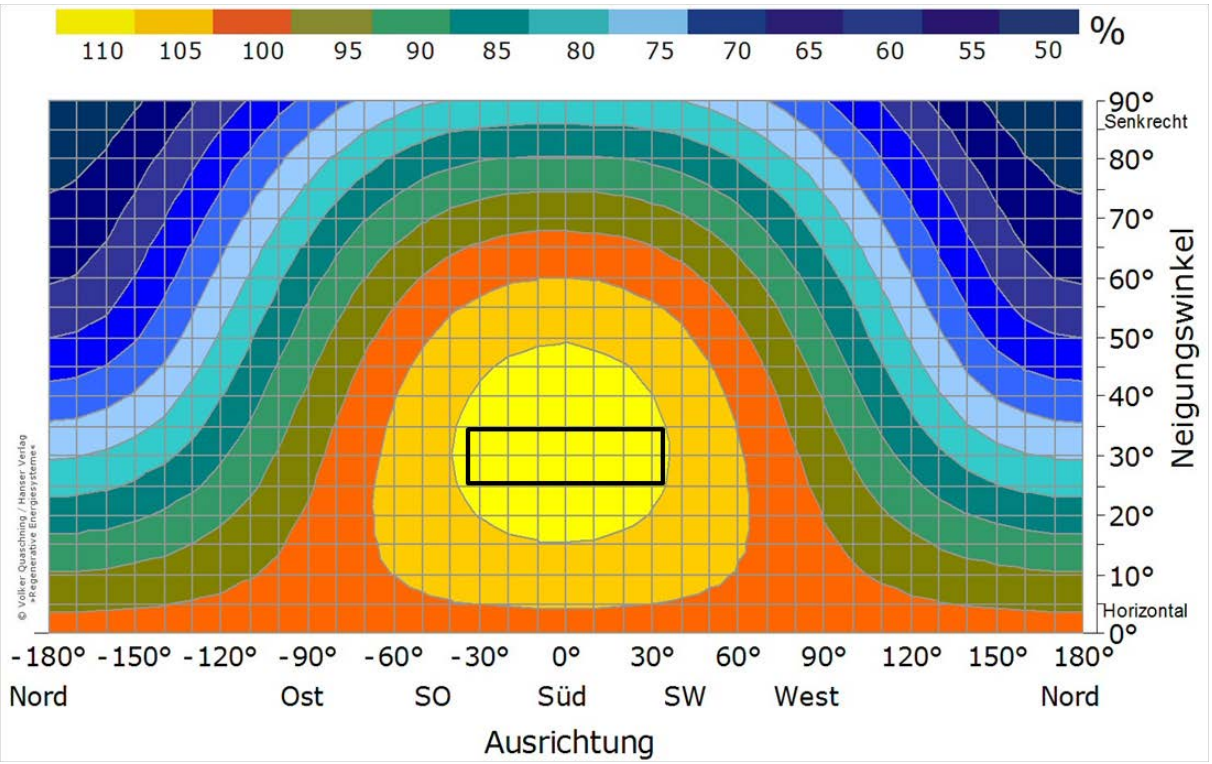
Der Anstellwinkel und das Modulazimut bestimmen letztendlich den spezifischen Wirkungsgrad. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 2 dargestellt. Das Diagramm zeigt den Anstell-, bzw. Neigungswinkel auf der Vertikalen, die Ausrichtung (Modulazimut) auf der Horizontalen und den daraus resultierenden Wirkungsgrad mittels farblicher Hinterlegung im Diagramm. Eine Abweichung des Modulazimuts um ±32° von Süden (0°) bei einem Anstellwinkel zwischen 33° und 36° mindert den spezifischen Wirkungsgrad der Anlage laut diesem Diagramm noch nicht (schwarzer rechteckiger Rahmen im gelben Bereich des Diagramms). Da keine Informationen über die Ausrichtung der Anlagen vorliegen, wird angenommen, dass alle Anlagen, die Gegenstand dieser Untersuchung sind, einen Anstellwinkel zwischen 30° und 36° und eine Abweichung von Süden um max. ± 32° haben. So ergibt sich ein spezifischer Wirkungsgrad von 100 % bei allen Anlagen, trotz abweichender Modulazimute und teils nicht optimal nach Süden ausgerichteter Anstellwinkel. Die Werte sind zur Übersicht in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Annahmen zum Anstellwinkel, Modulazimut und Wirkungsgrad der Ausrichtung

Anlagengröße	Anstellwinkel	Modulazimut	$\eta_{Ausrichtung}$
<= 30 kWp	*36°*	*±32°*	*100 %*
> 30 - 100 kWp	*35°*	*±32°*	*100 %*
> 100 kWp	*33°*	*±0°*	*100 %*

Quelle: Eigene Berechnungen mit Daten des Anlagenregisters; Schubert 2012, S.4; Quaschning 2011, S.72

Abbildung 2: Auswirkungen des Neigungswinkels und des Modulazimuts (Ausrichtung) auf den spezifischen Wirkungsgrad



Quelle: Quaschning 2011

3.1.4 Performance Ratio

Neben den bisher besprochenen Parametern nimmt auch die Performance Ratio Einfluss auf den Stromertrag, da sie die Energieumwandlung des gesamten Photovoltaiksystems misst. Sie berücksichtigt Systemausfälle, Verschattungen, Kabelrisse und sonstige Probleme, ist jedoch unabhängig vom Wirkungsgrad der Photovoltaikmodule und Wechselrichter sowie von der solaren Bestrahlung (vgl. Konrad 2008). Letztlich gibt sie an, wie das gesamte System von Wechselrichter, Generator und anderen Anlagenkomponenten zusammenwirkt. Die Performance Ratio ermöglicht es unterschiedliche Arten von PV-Anlagen miteinander zu vergleichen. Je nach technischer Ausstattung ist eine andere Performance Ratio anzunehmen ist. So liegt für Anlagen aus kristallinen Siliziumzellen, wie hier für alle PV-Anlagen angenommen wird, die Performance Ratio laut Wagner (2010) bei 84 %.

In Tabelle 4 sind alle technischen Parameter, welche in die Berechnung der erzeugten Strommenge eingehen, nochmals festgehalten.

Tabelle 4: Übersicht der Parameter zur Berechnung der Stromerzeugung nach Anlagengröße

Anlagengröße	η_{Modul}	$\eta_{Wechselrichter}$	A_{Modul}	$\eta_{Ausrichtung}$	PR
Kein	*13-15 %*	*93-97 %*	*7,5m²*	*100 %*	*84 %*
Mittel	*13-15 %*	*93-97 %*	*7,5m²*	*100 %*	*84 %*
Groß und sehr groß	*13-15 %*	*93-97 %*	*7,5m²*	*100 %*	*84 %*

Quelle: Eigene Annahmen mit Daten von Wagner 2010, S.112ff; Schubert 2012, S.4; Quaschning 2011, S.72; Nguyen 2010, S.3; Mertens 2011, S.31

3.1.5 Ortspezifische solare Einstrahlung

Neben den technischen Parametern zur Ermittlung der Stromerzeugung aus PV-Anlagen spielt die solare Strahlung eine bedeutende Rolle. Der Deutsche Wetterdienst stellt regionale Daten (auf PLZ-Ebene) über die horizontale solare Einstrahlung zur Verfügung. Somit kann für jede PV-Anlage über die PLZ die jährliche, individuelle solare Bestrahlung bestimmt werden. Für Deutschland liegt die durchschnittliche, solare Einstrahlung bei 1055 kWh/m² und Jahr, wobei jährliche Schwankungen zwischen 951 kWh/m² und 1257 kWh/m² auftreten (vgl. DWD 2012). Für die vorliegende Abschätzung, wird die jeweilige regionale Strahlung (nach PLZ) auf Basis der jährlichen Einstrahlung von 2000 bis 2012 ermittelt. Für Ertragsberechnungen (der bis 2012 installierten Anlagen) über 2012 hinaus, wird der regionale Durchschnittswert für die solare Einstrahlung angelegt.

3.2 Investitions- und Betriebskosten

Zur Ermittlung der Investitionssumme werden die installierte Leistung, die im Anlagenregister für jede Anlage angegeben ist, sowie die Systemkosten pro Leistungseinheit (kWp) im entsprechenden Jahr zu Grunde gelegt. Im Jahr 2000 wird eine Investitionssumme von 6.657 € pro kWp (vgl. BMU 2002) angelegt. Die Entwicklung der Systemkosten bis 2012 wird anhand verschiedener Quellen nachgezeichnet.[4] Mögliche regionale Unterschiede in den Investitionsausgaben werden aufgrund fehlender Daten nicht berücksichtigt. Laut Quaschning (2011) gibt es eine Preisreduktion von 20 % zugunsten der Anlagen, welche mindestens eine installierte Leistung von 100 kWp vorweisen.

Konrad (2008) hebt hervor, dass PV-Anlagen wartungsarm sind und weniger Reparaturarbeiten bedürfen. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die Reparatur- und Wartungskosten 1 % der Anfangsinvestition betragen und gleichverteilt über die Jahre der Nutzungsdauer anfallen. Quaschning (2011) zufolge belaufen sich die Versicherungskosten

[4] http://de.statista.com/statistik/daten/studie/156490/umfrage/preis-fuer-eine-fertig-installierte-solaranlage-in-deutschland/, www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex und IEA-PVPS Trends Reports http://www.iea-pvps.org/index.php?id=92&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1%5BshowUid%5D=156&tx_damfrontend_pi1%5BbackPid%5D=92 ; Quaschning 2011;

jährlich ebenfalls auf 1 % der Anfangsinvestition und so werden insgesamt Betriebskosten in Höhe von 2 % der Anfangsinvestition angenommen.

Die Nutzungsdauer der Anlage wird auf 20 Jahre angesetzt, der Diskontfaktor auf 3 % p.a. (vgl. Konrad 2008) festgelegt. Da keinerlei Informationen über die Finanzierungsstruktur vorliegen, ist der Diskontfaktor als Kostenfaktor für Eigen- und Fremdkapital zu interpretieren. Somit ist eine Eigen- oder Fremdfinanzierung zu konstanten Konditionen unterstellt. Diese Annahme dürfte aufgrund der Niedrigzinsphase seit 2009[5], ab der zugleich große Kapazitätszuwächse bei PV-Kapazitäten zu beobachten sind, sowie der zinsgünstigen Finanzierungsmöglichkeit über KfW-Programme passen. Darüber kann diese Annahme mit der Tatsache gerechtfertigt werden, dass die Margen bei PV-Anlagen in früheren Jahren deutlich geringer waren und folglich die damaligen Investoren – überwiegend Kleinanlagen – keine hohen Renditeerwartungen hatten.

Aufgrund der zeitlichen Differenzierung der Kosten bzw. räumlichen Differenzierung der solaren Einstrahlung ergeben sich von PV-Anlage zu PV-Anlage sehr unterschiedliche Stromgestehungskosten.

3.3 Einspeisevergütungen

Die Vergütungssätze basieren auf den Sätzen des jeweiligen Installationsjahrs (vgl. BMU 2010). Somit hängt der Vergütungssatz für den eingespeisten Strom sowohl von der installierten Leistung als auch vom Jahr der Inbetriebnahme der einzelnen Anlage ab. Die Durchschnittsvergütung einer Anlage berechnet sich stufenweise an der installierten Leistung. Daraus folgt, dass auch die größeren Anlagen zumindest anteilig den höheren Vergütungssatz der PV-Anlagen bis 10 kWp installierten Leistungen erhalten. Der durchschnittliche Vergütungssatz (VS) wird individuell für den eingespeisten Strom einer jeden Anlage berechnet. Nachstehende Gleichung zeigt dies beispielhaft für eine PV-Anlage mit 120 kWp installierter Leistung:

$$\text{Ø Vergütungssatz}\left[{}^{€}/_{\text{kWh}}\right] = \frac{30\ kWp \times VS_1\,[€/\text{kWh}] + 70\ kWp \times VS_2\,[€/\text{kWh}] + 20\ kWp \times VS_3\,[€/\text{kWh}]}{120\ [\text{kWp}]} \quad (5)$$

Quelle: BMU 2010, S.14

$VS_1 :=$ gesetzlicher Vergütungssatz für den Größenbereich von inklusive 0 kWp bis 30 kWp

$VS_2 :=$ gesetzlicher Vergütungssatz für den Größenbereich von inklusive 30 kWp bis 100 kWp

$VS_3 :=$ gesetzlicher Vergütungssatz für den Größenbereich von inklusive 100 kWp bis 1000kWp

[5] Vgl. Deutsche Bundesbank, Zinsstatistik: Zinssätze und Volumina für das Neugeschäft der deutschen Banken (MFIs), Wohnungsbaukredite an private Haushalte, 10 Jahre Laufzeit

Durch Multiplikation des anlagenspezifischen durchschnittlichen Vergütungssatzes mit der tatsächlich innerhalb eines Kalenderjahres eingespeisten Strommenge (siehe Gleichung (6)) ergibt sich die gesamt gezahlte Vergütung einer PV-Anlage pro Jahr.

$$\text{EEG-Vergütung}[€] = \text{erzeugte Strommenge [kWh]} \times \text{Ø Vergütungssatz } \left[{}^{€}/_{\text{kWh}}\right] \quad (6)$$

3.4 Gewinnspanne, Gewinn und Nettokapitalwert

Die Differenz zwischen der Einspeisevergütung (FIT) und den LCOE zeigt auf, welche Marge bzw. Gewinnspanne je erzeugter Stromeinheit mit einer Anlage erzielt wird. Der Jahresgewinn einer Anlage berechnet sich aus der Multiplikation der Marge mit dem jeweiligen Jahresertrag einer Anlage, der sich aus der räumlich und zeitlich differenzierten solaren Strahlung und den technischen Daten der Anlage ableiten lässt (siehe Formel 7). Die jährlichen Gewinne insgesamt bzw. die jährlichen Gewinne pro Bundesland ergeben sich als Summe des Jahresgewinns der installierten Anlagen pro Jahr und Bundesland (Formel 8). Im Vergleich dazu stellt der Nettokapitalwert die Barwertsumme der Gewinne oder Verluste einer Anlage über deren Nutzungsdauer (20 Jahre) dar. Die Summe der Nettokapitalwerte je Bundesland bzw. Anlagenkategorie verdeutlicht somit, welche Gewinne oder Verluste mit den im betrachteten Jahr installierten Anlagen über deren Nutzungsdauer erzielt werden während die jährlichen Gewinne den Jahresgewinn im Jahr t aller Anlagen ausweist.

$$Jahresgewinn_{i\ 2010}\ [€] = (FIT_i - LCOE_i)[€/kWh] * Jahresertrag_{i\ 2010}[kWh] \quad (7)$$

$$Jährlicher\ Gewinn_{BL\ 2010}\ [€] = \sum_{i=1}^{n} Jahresgewinn_{i\ 2010}\ [€] \quad (8)$$

$i :=$ operierende PV-Anlage in 2010; $\quad BL := Bundesland$

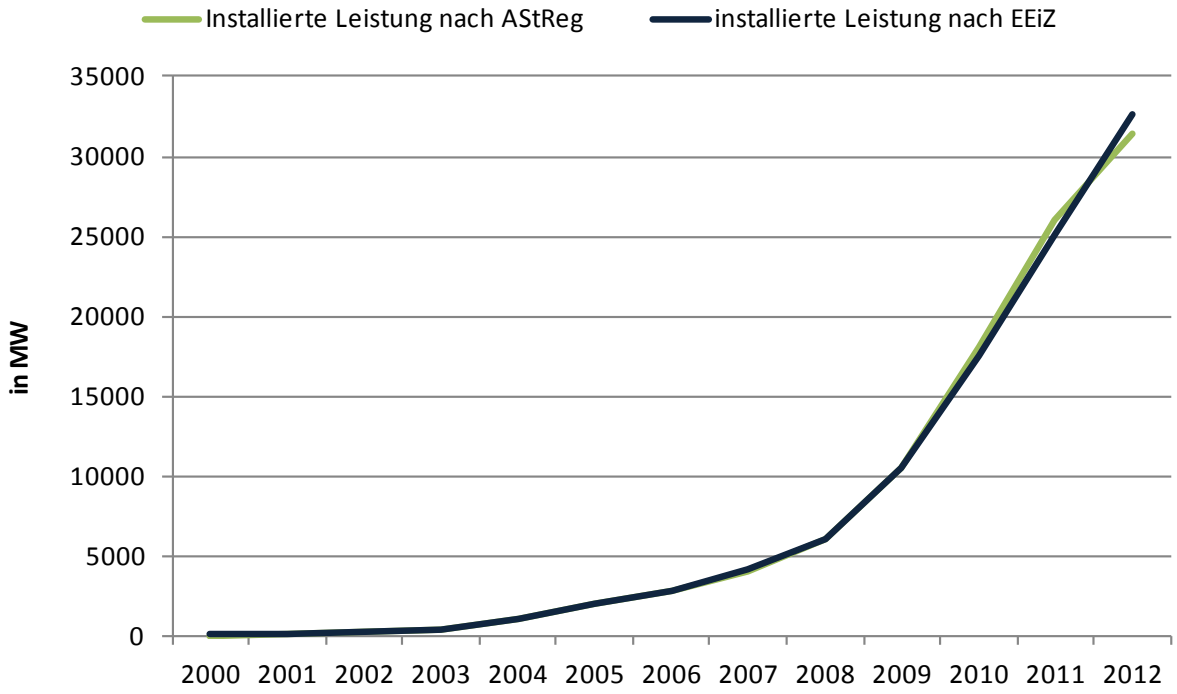
4 Ergebnisse PV

Die nachfolgenden Ergebnisse stellen modellbasierte Schätzungen dar, die unter Berücksichtigung der vorgestellten Annahmen und Eingangsdaten zu interpretieren sind. Die Geldbeträge sind in Werten von 2012 gerechnet.

4.1 Installierte Kapazität und erzeugte Strommenge bei PV

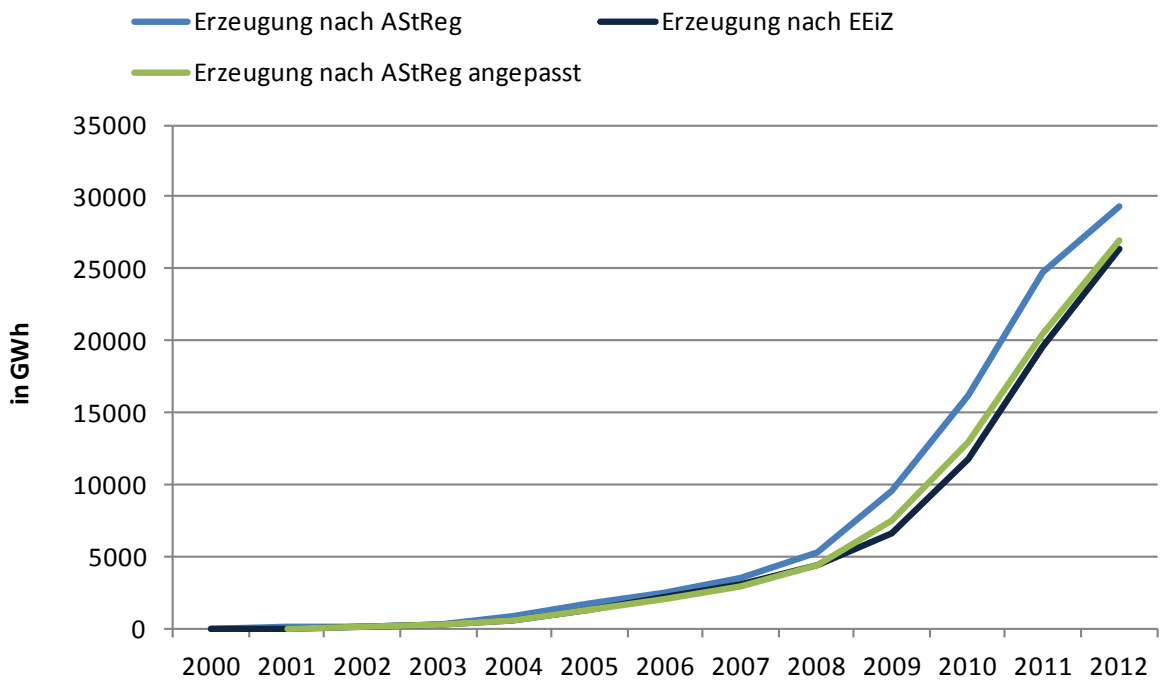
Zur Überprüfung des Ansatzes werden zunächst die ausgelesenen Kapazitäten, erzeugten Strommengen und Vergütungen pro Jahr ausgewiesen. Ein Vergleich der aus dem AStReg ausgelesenen Kapazität sowie der errechneten Stromerzeugung mit der in EEiZ (BMU 2013) ausgewiesenen Kapazität und Erzeugung (Abweichung in 2012 um 2,5 %) zeigt eine hohe Übereinstimmung. Da die auf dem AStReg basierende Erzeugung auf das ganze Jahr und nicht ab dem Installationsmonat gerechnet wird, muss dieser berechnete Wert um die über das ganze Jahr erfolgten Installationen angepasst werden.[6]

Abbildung 3: Kumulierte installierte Kapazität PV-Anlagen 2000 - 2012



[6] Der auf dem AStReg errechnete Stromerzeugungszuwachs je Jahr wird je Jahr zu 50 % berücksichtigt. Diesem Ansatz liegt der Gedanke zu Grunde, dass sich die Installation der Anlagen auf das ganze Jahr verteilt und in der zweiten Jahreshälfte somit rund 50 % der Anlagen erst errichtet werden.

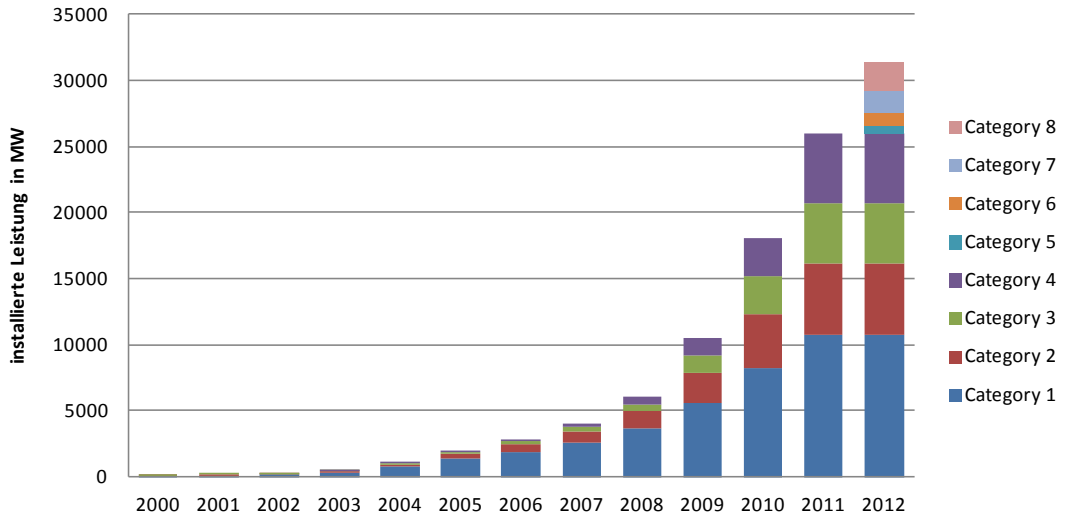
Abbildung 4: PV-Stromerzeugung 2000 - 2012



Kapazitäten

Eine differenzierte Betrachtung der installierten Kapazitäten nach Anlagengrößen zeigt, dass bis 2009 über die Hälfte der kumulierten installierten Leistung auf Kleinanlagen der Kategorie 1 (<30 kW) und bis 2012 über 50 % der gesamten Kapazität auf Anlagen der Kategorie 1 und 2 < 100 kW entfällt. In 2012 sind allerdings 41 % der neu installierten Kapazitäten in die Anlagenkategorie 8 (> 1 MW) einzuordnen, wobei diese Anlagengröße (Kategorie 4) auch schon in 2010 und 2011 deutliche Zuwächse verzeichnete (lila Balken in Abbildung 5).

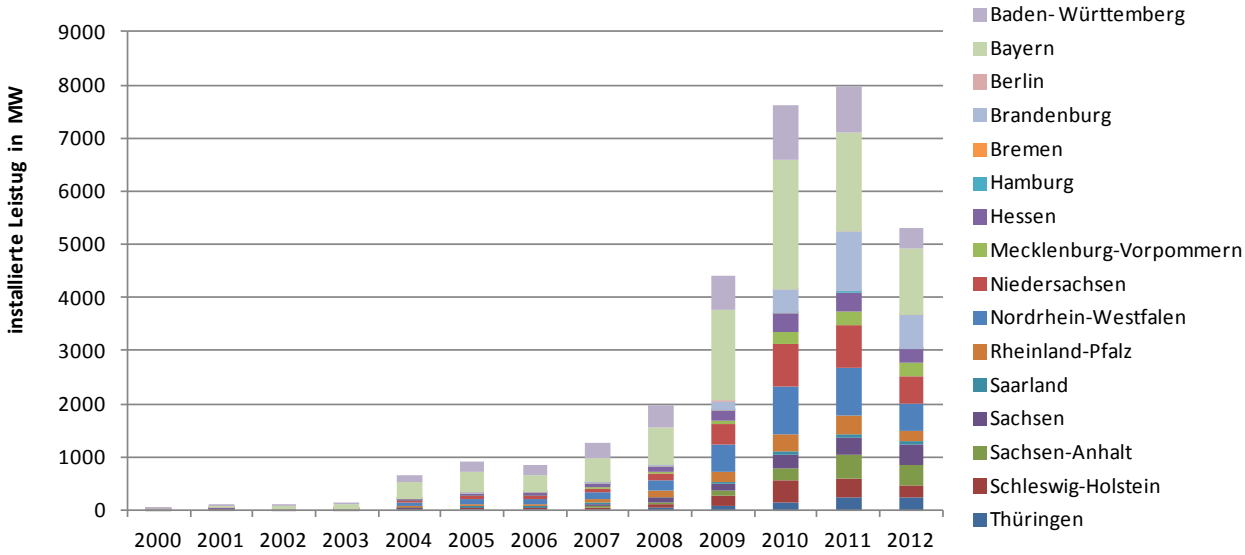
Abbildung 5: kumulierte installierte Kapazität nach Anlagengröße 2000 - 2012



Hinsichtlich der räumlichen Verteilung der installierten Kapazitäten ist Bayern mit über 9,5 GW absoluter Spitzenreiter, gefolgt von Baden-Württemberg (4,2 GW), Nordrhein-Westfalen

(3,4 GW), Niedersachsen (2,9 GW) und Brandenburg (2,4 GW). Die größten Kapazitäten wurden in 2010 und 2011 installiert.

Abbildung 6: Jährlich installierte Kapazität nach Bundesland, 2000 - 2012



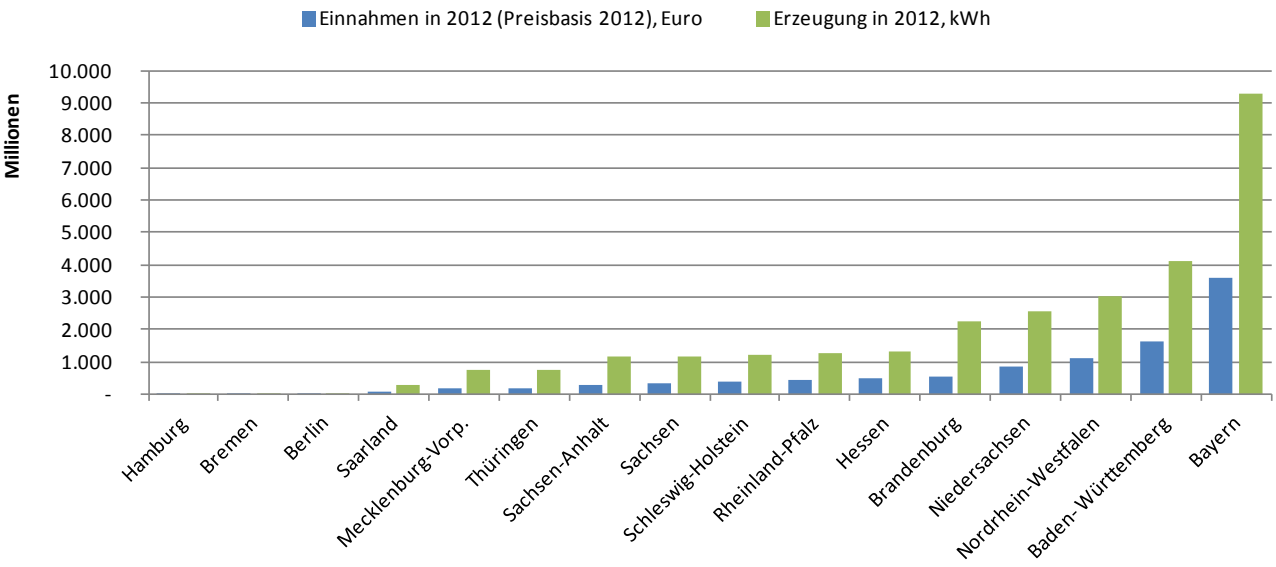
Erzeugung und Vergütung

Entsprechend den installierten Kapazitäten ist 2012 Bayern auch das Bundesland mit der größten Stromerzeugung und den höchsten Einnahmen aus der EEG-Einspeisevergütung, gefolgt von Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfahlen und Niedersachsen. Die hier errechneten Vergütungszahlungen unterstellen, dass alle Erzeuger eine Einspeisevergütung erhalten und nicht an der Direktvermarktung teilnehmen. Unter Berücksichtigung der monatlichen Zubauten in 2012 belaufen sich die berechneten Einspeisevergütungen auf rund 9,9 Mrd. Euro[7], während die tatsächlichen Zahlungen gemäß den Angaben der ÜNB bei rund 9,2 Mrd. Euro liegen (ÜNB 2013)[8]. Diese Überschätzung (8 %) ist jedoch nur teilweise eine Folge der überschätzten Stromerzeugung (2,5 %), weitere Gründe für die Abweichungen könnten in der Abgrenzung der Vergütungszahlungen und sonstiger statistischer Probleme bei der Erfassung der Vergütungszahlungen liegen.

[7] Die Erzeugung und Vergütungen durch die in 2012 ganzjährig zugebauten Kapazitäten werden nur zu 50 % eingerechnet.

[8] Inklusive Direktvermarktung (Menge * Marktwertreferenzpreis für Strom aus PV) und Marktprämie

Abbildung 7: Erzeugte Strommenge und Einnahmen durch EEG-Vergütungen nach Bundesland, 2012



Quelle: eigene Berechnung basierend auf AStReg.

4.2 Margen und Gewinne in der PV-Stromerzeugung

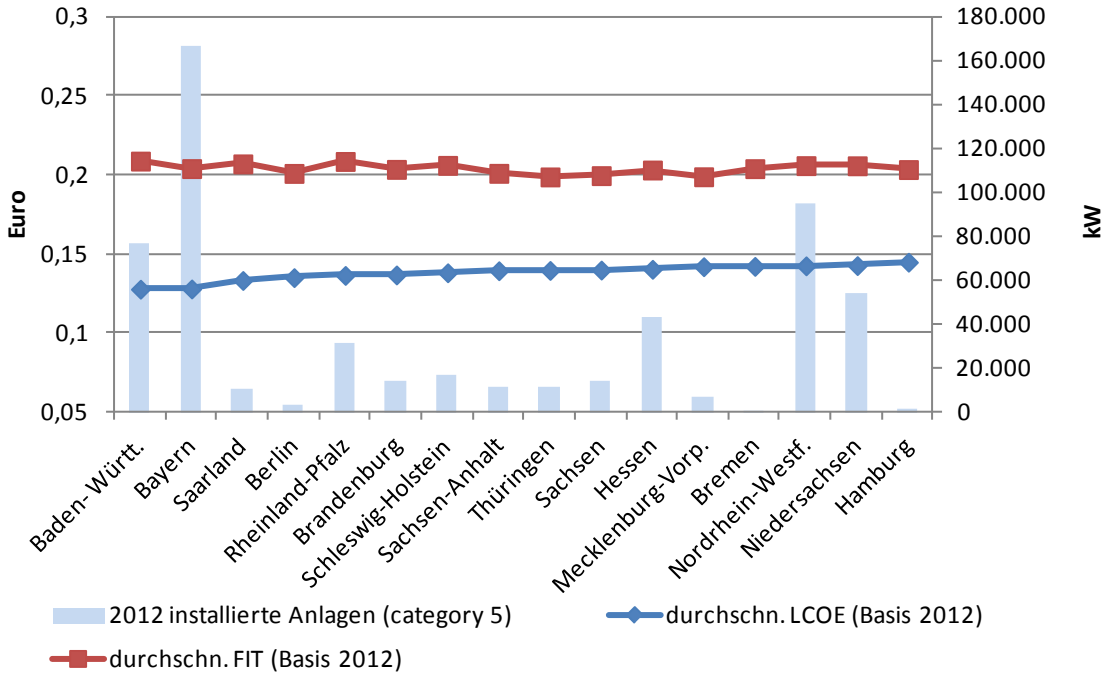
Nachfolgend sind die Gewinnspanne, der jährliche Gewinn aus allen installierten PV-Anlagen sowie der Nettokapitalwert der im jeweiligen Jahr installierten Anlagen aufgezeigt. Alle hier aufgeführten monetären Werte sind nachfolgend auf Preisbasis 2012 ausgewiesen.

4.2.1 Gewinnspannen

Die Differenz zwischen FIT und LCOE (Vergütung und Gestehungskosten) zeigt die Gewinnspanne bzw. die Marge die je erzeugter Stromeinheit erzielt wird. Da jedoch die EEG-Einspeisevergütungen von Installationszeitpunkt (Jahr bzw. Monat) und der Anlagengröße abhängen, können die Gewinnspannen nur selektiv dargestellt werden, d.h. für einzelne Jahre und Anlagengrößen. So sind in Abbildung 8 die LCOE und FIT[9] für Kleinanlagen (< 10 kW), die im Jahr 2012 installiert wurden, abgebildet. Hierbei wird ersichtlich, dass die Kleinanlagen in Baden-Württemberg offensichtlich am profitabelsten operieren, während diese in Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Sachsen und Thüringen die geringsten Margen in dieser Größenklasse abwerfen.

[9] In 2012 verändert sich die EEG-Vergütung für PV-Anlagen teils auf monatlicher Basis. Der hier dargestellte Wert ist ein Durchschnittswert dieser verschiedenen Vergütungssätze.

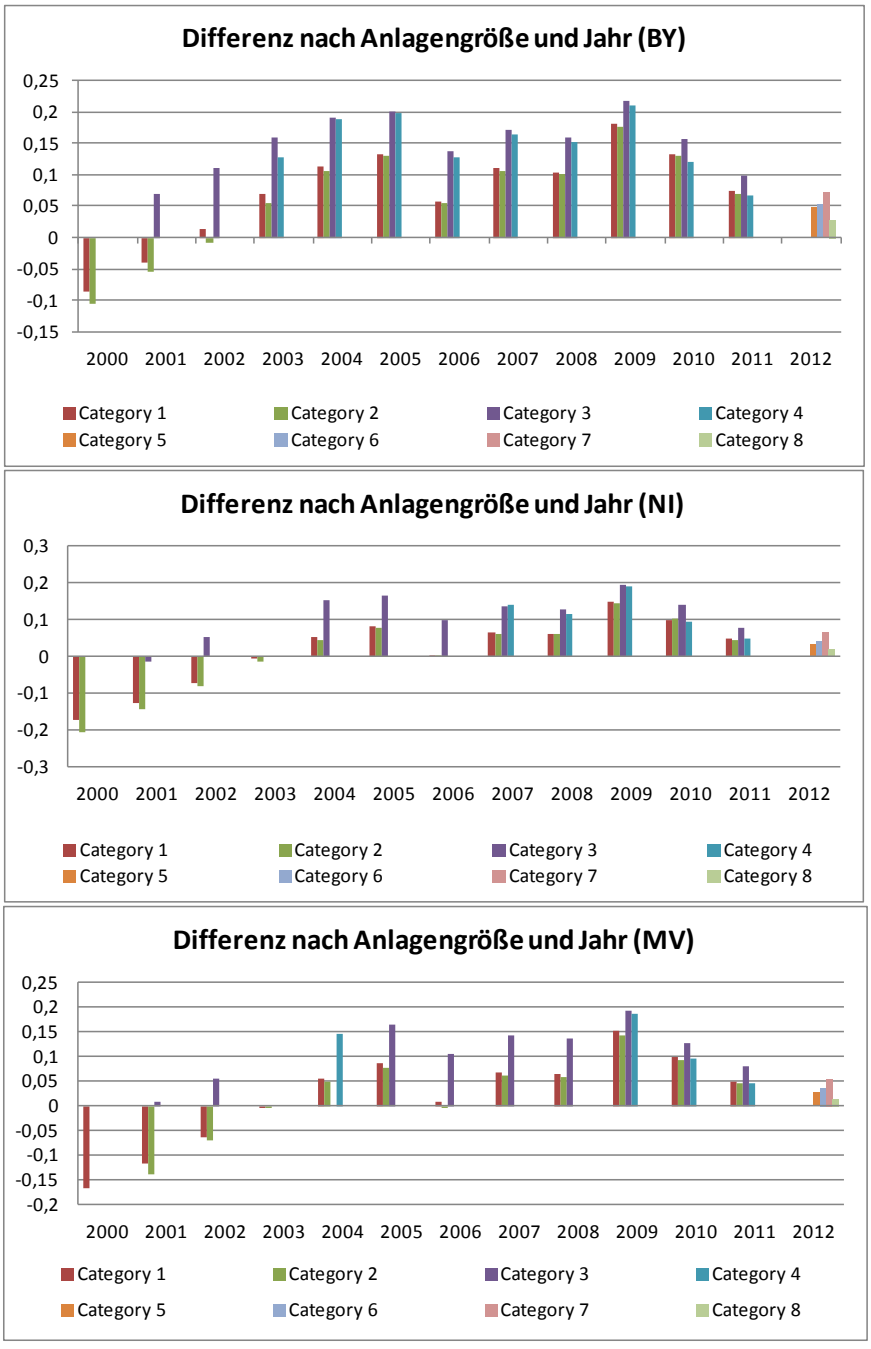
Abbildung 8: LCOE, FIT und Kapazität in 2012 installierter Anlagen (< 10 kW)



Quelle: eigene Berechnung

Ein Vergleich der Gewinnspannenentwicklung zwischen den Bundesländern nach Jahren und Größenklassen (Abbildung 9) zeigt für alle Bundesländer einen ähnlichen Verlauf der Margen über die Jahre: Die anfänglich negativen Margen erreichen einen deutlich positiven Bereich, in 2006 bis 2009 sinken und steigen sie anschließend wieder leicht aufgrund der Kostenentwicklung, um letztendlich in 2010 bis 2012 durch Anpassungen bei der EEG-Einspeisevergütung deutlich abzufallen. Bundesländer mit höherer solarer Einstrahlung weisen eine etwas höhere Marge aus als Standorte mit geringerer solarer Strahlung. Die höchsten Margen (bis zu 21 Cent/kWh), werden mit Anlagen, die in 2009 erstellt wurden, erzielt, und zwar überwiegend mit Großanlagen (< 1000 kW), während die kleinsten Margen bei Anlagen von 30 kW bis zu 100 kW zu finden sind (Kategorie 2).

Abbildung 9: Gewinnspannen von Photovoltaikanlagen in Bayern, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern nach Jahr der Inbetriebnahme und Anlagengröße bei einem Zinssatz von 3 %, in Euro



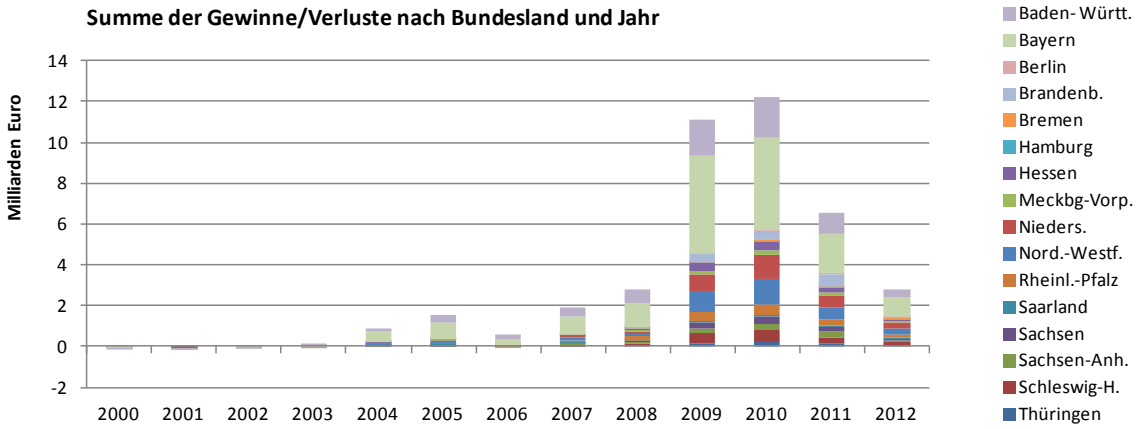
Quelle: eigene Berechnung

4.2.2 Nettokapitalwert

Abbildung 10 weist die Barwertsumme der Gewinne der im jeweiligen Jahr installierten Anlagen über ihre Nutzungsdauer von 20 Jahren aus. So zeigt die Summe der Nettokapitalwerte beispielsweise in 2012 die Summe der diskontierten Gewinne aller im Jahr 2009 installierten Anlagen über ihre Nutzungsdauer. Die Berechnungen verdeutlichen, dass durch Installationen in den Jahren 2009 und 2010, sowie teils in 2011, in der Summe der höchste Nettokapitalwert erzielt wird, da zu diesem Zeitraum die Relation von

Investitionsausgaben zu EEG-Einspeisevergütung sehr günstig war. Hinsichtlich der räumlichen Verteilung fließt hier ein Großteil der Gewinne nach Bayern, sowie mit größerem Abstand nach Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfahlen und Niedersachsen.

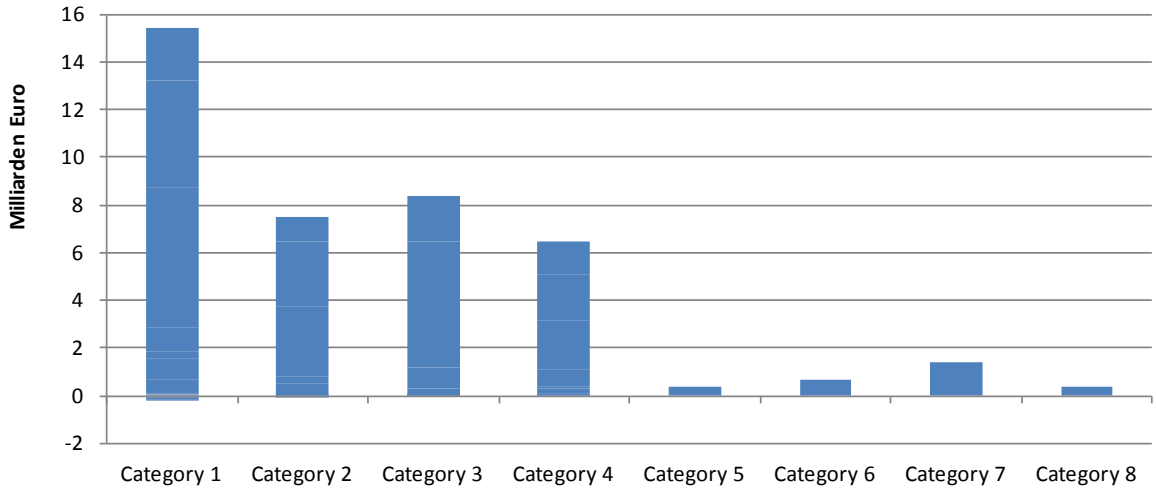
Abbildung 10: Nettokapitalwert nach Bundesländern und Installationsjahr, 2000 – 2012



Quelle: eigene Berechnung

Die Addition der Nettokapitalwerte aller zwischen 2000 und 2012 installierter Anlagen einer Kategorie zeigt auf, welche Anlagenkategorie den höchsten bzw. niedrigsten Nettokapitalwert erwirtschaftet. Gemäß der in Abbildung 11 dargestellten aggregierten Zahlen wird klar, dass die meisten Gewinne aber auch die meisten Verluste – wenn auch im geringen Umfang - mit Kleinanlagen (< 30 kW) erzielt werden. Dies heißt jedoch nicht, dass mit Kleinanlagen oder im Bundesland Bayern auch tatsächlich die höchsten Gewinne je erzeugter Stromeinheit erreicht werden.

Abbildung 11: Summe der Nettokapitalwerte nach Anlagengröße aller zwischen 2000 und 2012 installierter Anlagen



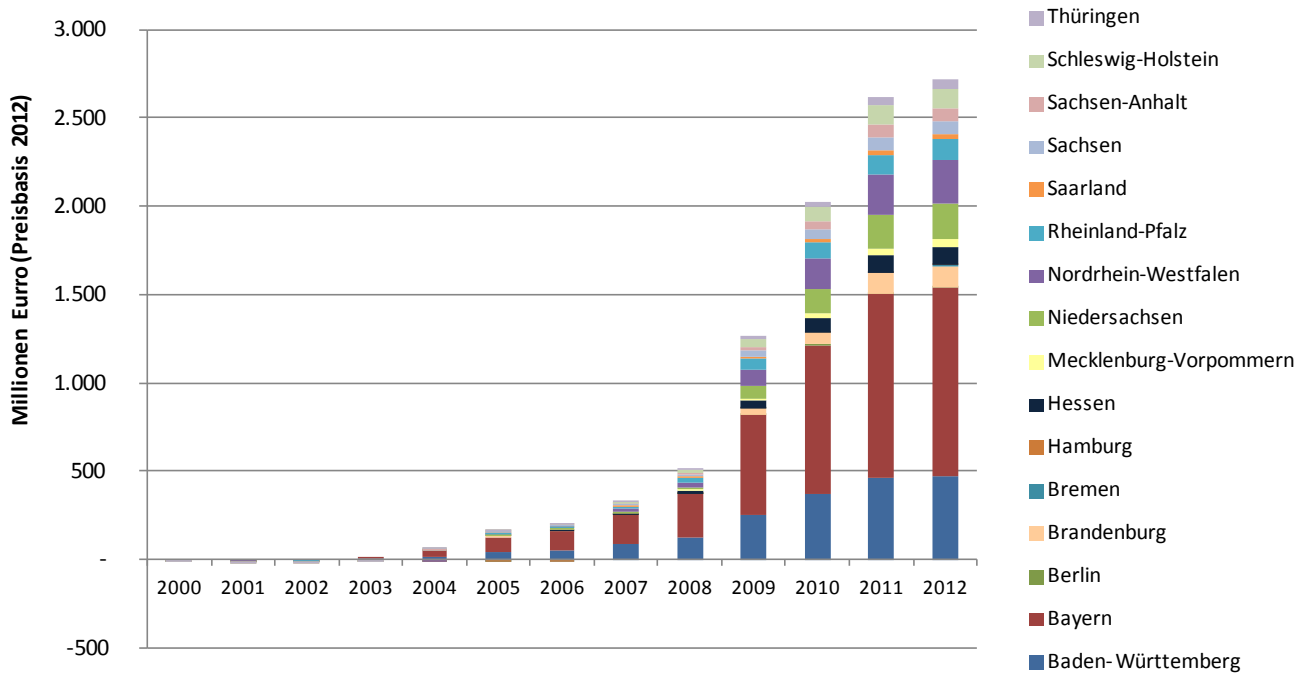
Quelle: eigene Berechnung

4.2.3 Jährliche Gewinne

Der jährliche Gewinn einer Anlage ergibt sich aus dem jeweiligen Jahresertrag (kWh) einer Anlage multipliziert mit der Marge. Die Marge ist aufgrund der festgelegten Einspeisevergütung und den Gestehungskosten über alle Jahre hinweg konstant, während sich der Jahresertrag einer Anlage aufgrund der jährlichen Schwankungen der solaren Strahlung von Jahr zu Jahr verändern kann. Der Jahresgewinn einer Anlage besagt somit, welchen Gewinn die Anlage im Betrachtungsjahr t erzielt hat. Die Summe der Jahresgewinne aller Anlagen im Betrachtungsjahr t über eine Region ergibt somit den jährlichen Gewinn im Betrachtungsjahr t.

Das regionale Muster der Stromerzeugung aus PV widerspiegelt sich in der räumlichen Struktur der jährlichen Gewinne nach Bundesländern. Bayern erzielt mit großem Abstand den höchsten Anteil an den Gewinnen, obwohl die Margen in Baden-Württemberg im Schnitt leicht über denen Bayerns liegen; die installierten Anlagen in Bayern umfassen allerdings rund 30 % (2012) der gesamt installierten Kapazität (Baden-Württemberg 14 %). In der Summe liegt der berechnete jährliche Gewinn, der mit PV-Anlagen in 2012 in Deutschland erzielt wird, bei rund 2,7 Mrd. Euro[10] (Abbildung 12). Etwa drei Viertel der Gewinne ist auf Anlagen zurückzuführen, die in den Jahre 2009 bis 2011, in denen die Preise für PV-Anlagen schneller sanken als die EEG-Einspeisevergütung angepasst werden konnte, installiert wurden.

Abbildung 12: Gewinne aus dem Betrieb von Photovoltaikanlagen nach Bundesländen und Jahr, 2000 – 2012



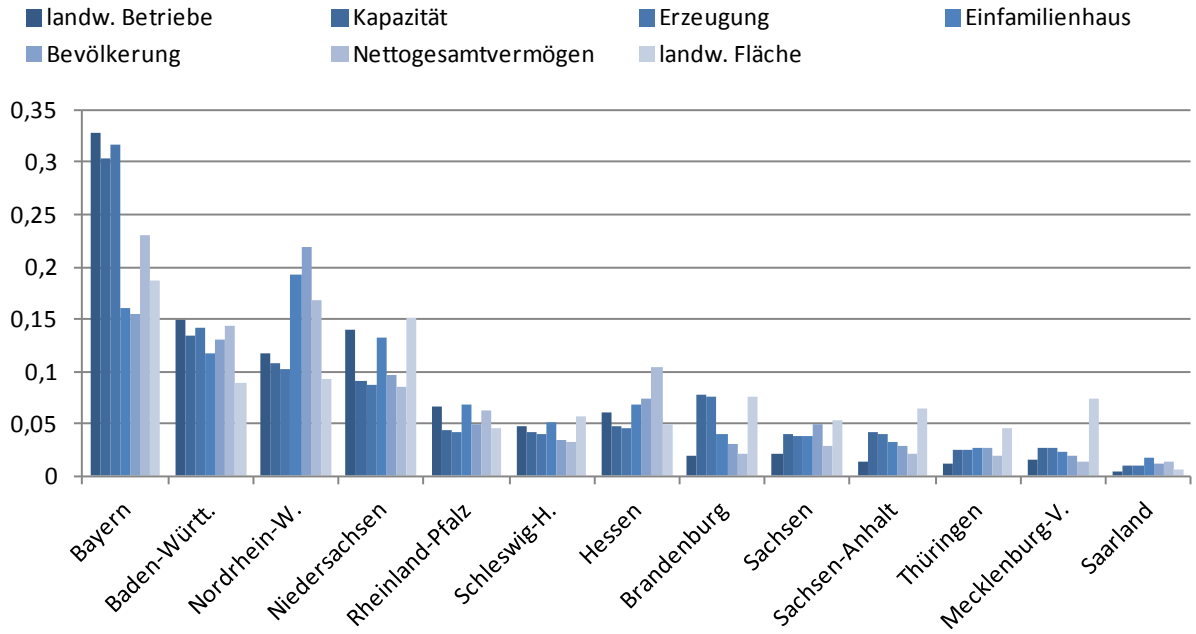
Quelle: eigene Berechnung

[10] Dieser Gewinn ist auf Preisbasis 2012 ausgewiesen und berücksichtigt Kapitalopportunitätskosten von 3 %. Der Gewinn hängt somit auch von der Höhe dieses Zinssatzes ab.

4.3 Diskussion der Ergebnisse

Die **Ergebnisse** zeigen deutliche räumliche Muster bei Kapazitäten, Erzeugung und Gewinnen auf. In den südlichen Bundesländern sind rund zwei Fünftel der Kapazitäten installiert. Ähnliches gilt für Erträge und Gewinne, wobei die Einnahmen und Gewinne nicht zwangsläufig im Bundesland des Anlagenstandorts anfallen müssen, sondern von Investoren mit Sitz in anderen Bundesländern vereinnahmt werden können. Die räumliche Verteilung der installierten Kapazitäten mit rund 30 % in Bayern, 14 % in Baden-Württemberg, 11 % in Nordrhein-Westfalen, sowie der Erzeugung, Einnahmen und Gewinne (51 % in Bayern, 23 % in Baden-Württemberg, 10 % in Nordrhein-Westfalen) wird zum einen durch die natürlichen Bedingungen – solare Strahlung – geprägt, zum anderen jedoch auch von sozioökonomischen Faktoren wie verfügbare landwirtschaftliche Gebäude oder Fläche, Wohngebäude, Eigentümer- und Vermögensstrukturen beeinflusst.

Abbildung 13: Anteile an Gesamtkapazität, -erzeugung bei PV (2012), Anteil an Anzahl der landwirtschaftlichen Betriebe (2012) und Gebäuden mit einer Wohnung (2011) (hier: Einfamilienhäuser), Anteil am Nettogesamtvermögen (2008) und an Gesamtbevölkerung (2008)



Quelle: eigene Berechnungen, Destatis 2010, 2013 und 2014

Ein Vergleich der Anzahl landwirtschaftlicher Betriebe und Einfamilienhäuser (Gebäude mit einer Wohnung) sowie des Nettogesamtvermögens und der Bevölkerung zwischen den Bundesländern zeigt ein ähnliches Bild wie die installierten Kapazitäten. So liegen rund 33 % der landwirtschaftlichen Betriebe in Bayern, rund 15 % in Baden-Württemberg, 14 % in Niedersachsen und 12 % in Nordrhein-Westfalen. Diese Anteile entsprechen den Anteilen installierter PV-Erzeugungskapazitäten. Hinsichtlich der Gebäude mit einer Wohnung – hier als Einfamilienhaus bezeichnet – verzeichnen Nordrhein-Westfalen (19 %) und Niedersachsen (13 %) höhere Anteile als bei den installierten PV-Anlagen, Bayern (16 %), und Baden-

Württemberg (11 %) dagegen niedrigere Anteile. Somit scheint in Regionen mit mehr Einfamilienhäusern nicht zwangsläufig auch eine größere PV-Anlagenleistung installiert zu sein. Ähnliches gilt für die Verteilung des Nettogesamtvermögens und der Bevölkerung. Hier liegen die Anteile Nordrhein-Westfalens und Hessens über den Anteilen der PV-Erzeugung. Allerdings ist hier zu beachten, dass Haushalte in Hessen oder Nordrhein-Westfalen in PV-Anlagen investieren können, die in anderen Bundesländern liegen. Die Korrelation zwischen installierten Kapazitäten und landwirtschaftlicher Betriebe und Fläche, Einfamilienhaus und Nettovermögen liegt bei 0,96 (Betrieb), 0,85 (Fläche), 0,74 (EFH) und 0,88 (Vermögen). Insgesamt scheint die Verfügbarkeit landwirtschaftlicher Gebäude, hier abgebildet durch den Anteil landwirtschaftlicher Betriebe, neben der solaren Strahlung sicherlich eine bedeutende Rolle bei der Installation von PV-Anlagenzu spielen.

Der Anteil Bayerns am jährlichen Gewinn durch Solarstrom überragt alle anderen Bundesländer. Dies lässt sich damit erklären, dass in Bayern aufgrund der natürlichen Bedingungen die Margen insgesamt relativ hoch sind, und dass in der Hochphase der Margen – 2009/10 – auch sehr viele PV-Anlagen installiert wurden.

Mit Blick auf die Kapazitätsgrößen und damit auf das Investitionsvolumen bestehen im Laufe der Jahre deutliche Unterschiede. So führt die Marktförderung EE durch das EEG im Bereich PV anfänglich zu Investition in PV-Kleinanlagen, d.h. Aufdachanlagen, die überwiegend durch Kleininvestoren z.B. Einfamilienhausbesitzer oder Landwirte getätigt werden konnten, während in den späteren Jahre auch vermehrt Großanlagen installiert wurden. Somit entfällt 2012 aufgrund der installierten Kapazität in den unteren Leistungsklassen auf die beiden kleinsten Kategorien der PV-Anlagen rund die Hälfte des ausgewiesenen jährlichen Gewinns, obwohl die Gewinnspanne bei Großanlagen in den Hauptinstallationsjahren 2009-2012 deutlich über denen der Kleinanlagen liegt.

Laut TrendResearch (2014 und 2011) befinden sich rund 35 % (2012) der installierten Leistung erneuerbarer Energien-Anlagen im Eigentum von Privatpersonen und 11 % im Eigentum von Landwirten. In 2010 lagen rund 38 % der Anteile von Anlagen < 500 kW bei Privatpersonen und 26 % bei Landwirten. Bei PV beläuft sich dieser Anteil auf rund 42 % für Privatpersonen und 23 % Landwirte. Gewerbe oder Industrieunternehmen halten rund 20 % der installierten PV-Anlagenleistung (< 500 MW) in 2010 während EVU eine unbedeutende Rolle einnehmen. In einer neueren Studie (Trend Research und Universität Lüneburg 2013) werden ungefähr 48 % der in 2012 getätigten Investitionen in PV-Anlagen von Bürgern (Einzeleigentümer, Bürgerenergiegesellschaften und Bürgerbeteiligungen oder Genossenschaften) gehalten und 48,5 % von institutionellen und strategischen Investoren (Projektierer, Gewerbe, Banken/Fonds). Für die Bürger steht lt. dieser Studie nicht die Rendite im Vordergrund, sondern vielmehr das Interesse, an der regionalen Wertschöpfung und Energiewende zu partizipieren.

Hinsichtlich des **Modellansatzes** ist anzumerken, dass die Abschätzung auf Eingangsdaten wie Installationszeitpunkt, Standort und Kapazität tatsächlich installierter PV-Anlagen basieren. Der jeweilige Stromertrag der Anlage wird regional betrachtet, und zwar über die

Berücksichtigung der regionalen solaren Strahlung nach PLZ-Gebieten. Bei der Abschätzung der Stromerzeugung erfolgt weder eine Differenzierung nach Anlagentypen noch wird die Leistungsreduktion der Module über deren Nutzungsdauer berücksichtigt, denn dazu liegen keine verlässlichen räumlich differenzierte Daten vor. Hinsichtlich der Einspeisevergütung wird die Möglichkeit der Inanspruchnahme der optionalen Marktprämie vernachlässigt und für alle Anlagen die jeweiligen Einspeisevergütungen angelegt.

Für Investitions- und Betriebsausgaben werden über alle Regionen hinweg einheitliche Kosten angelegt und somit ggf. regionale Kostenunterschiede vernachlässigt, jedoch nach Anlagengröße und Installationsjahr differenziert. Die Kapitalkosten sind bei PV-Anlagen einheitlich mit 3 % p.a. angesetzt, da in den Anfangsjahren bis 2008 die Renditen bei kleinen PV-Anlagen gering waren und unterstellt wird, dass die Bürger, welche einen Großteil der Installationen finanzierten, nicht renditeorientiert sondern ideell motiviert handelten. Darüber hinaus zeichnete sich 2009 eine Niedrigzinsphase ab, die niedrige Kapitalkosten zur Folge hat.

Die getroffenen Annahmen und Eingrenzungen können zu Abweichungen der Schätzergebnis von den tatsächlichen Werten und ggf. auch zu leichten Verschiebungen bei den Ergebnissen nach Bundesländern oder Leistungsklassen führen. Darüber hinaus reagiert das Model in den Jahren des größten Kapazitätswachstums relativ sensibel auf Änderungen der technischen Parameter. Beispielsweise führt eine 7 %-ige Veränderung des Modulwirkungsgrads in den Jahren 2007-2012, die 90 % der Anlagen umfassen, zu einem um 25 % niedrigeren Gewinn. Obwohl diese Ergebnisse mit einer gewissen Unschärfe belegt sind, bieten sie dennoch Orientierungswerte für die aufgezeigten räumlichen Verteilungswirkungen.

5 Modellansatz zur Abschätzung der Margen bei Windkraftanlagen

Die Berechnung der Gewinne aus dem Betrieb von Windkraftanlagen (WKA) basiert auf dem gleichen methodischen Ansatz wie bei PV-Anlagen, jedoch unterscheiden sich die Berechnungsschritte aufgrund technologiespezifischer Gegebenheiten. Analog zur PV basiert die Analyse der räumlichen Verteilungswirkungen der EEG-Vergütung im Windbereich auf Daten zu Wind-onshore-Anlagen aus dem Anlagenstammregister (AStReg), die in Nennleistungsklassen unterteilt werden. Aufgrund der hohen Anlagenvielfalt sowie der begrenzten Datenverfügbarkeit, werden alle Erzeugungseinheiten kleiner als 500 kW sowie Wind offshore aus der Betrachtung ausgeschlossen. Entsprechend der Nennleistung erfolgt eine Einteilung der WKA in acht Leistungsklassen. Diese Leistungsklassenanzahl ist das Ergebniss der Abwägung zwischen einer genauen Abbildung des deutschen Anlagenparks und der Verfügbarkeit passender Referenzanlagendaten. Die unterschiedlichen Referenzanlagen werden soweit möglich durch Anlagen zweier Hersteller abgebildet. Diese vereinen rund 70 % der im Betrieb befindlichen Gesamtkapazität Deutschlands (Berkhout et al 2013). Einträge im AStReg über 7580 kW (2012) zeigen keine einzelne WKA auf, sondern müssen die Summe mehrerer kleinerer WKA darstellen, da solche entsprechend großen Anlagen während der Analyseperiode dieser Studie noch nicht am Markt waren. Sie werden daher in kleinere Anlagen unter 2000 kW Nennleistung unterteilt. Das gleiche Prinzip wird für in früheren Jahren installierte Großanlagen angewandt, wenn die entsprechenden Größen zum damaligen Zeitpunkt noch nicht verfügbar waren.

Tabelle 5: Leistungsklassen und Referenzanlagen

Leistungsklasse	Referenzanlagen
500-800kW	E48/E53/V52
800-1500kW	E66/V63
1500-2000kW	E70/E82/V80/V90
2000-2300kW	E70-E4/E82-E2
2300-3000kW	E82 E3/V90
3000-4500kW	E112
4500-6000kW	E112
6000-7580kW	E126

Nachfolgend wird die Methodik zur Abschätzung der Einnahmen und Gewinne aufgezeigt. Alle monetären Angaben sind zu Preisen von 2012.

5.1 Stromerzeugung

Zur Ermittlung der Stromerträge sind mehrere Verknüpfungen, Selektions- und Rechenschritte nötig. Sie umfassen für jede im AStReg aufgeführte Anlage:

- Zuordnung der Nabenhöhe anhand des Installationszeitpunktes[11],
- Zuordnung der Rauigkeitslänge und mittleren Windgeschwindigkeit nach PLZ des Anlagenstandortes für alle WKA
- Anpassung der mittleren Windgeschwindigkeit auf die Nabenhöhe
- Zuordnung einer Referenzanlage (und Leistungsklasse) basierend auf der Nabenhöhe und der mittleren Windgeschwindigkeit
- Berechnung des Stromertrags mit Hilfe von Leistungskennlinien der Referenzanlage

5.1.1 Nabenhöhen, Rauigkeit, Windgeschwindigkeit

Das AStReg stellt keine detaillierten technischen Daten wie Nabenhöhe, Rotordurchmesser oder Anlagentyp bereit. Aus diesem Grund muss die **Nabenhöhen**, die für die Berechnung des Energieertrages relevant ist, anhand eines Schätzansatzes ermittelt werden. Grundgedanke dieses Schätzansatzes ist Entwicklung der Nabenhöhen über den Zeitablauf, d.h. die Verknüpfung von Nabenhöhe und Installationsjahr. Mit dem stetigen Wachstum der Nabenhöhen von im Mittel 31 Metern zu Beginn des Betrachtungszeitraumes im Jahr 1991 zu 111 Metern 2012 lässt sich somit zugleich die technologische Weiterentwicklung in das Berechnungsmodell integrieren.

Zur Modellierung der Windverhältnisse am Anlagenstandort muss die **Rauigkeitslänge** z_0 bekannt sein. Sie gibt die Höhe über dem Boden an, bei der die Windgeschwindigkeit aufgrund der Reibung der Luftmassen an der Erdoberfläche den Wert null annimmt. Je rauer die Umgebung und umso größer somit die Rauigkeitslänge ist, desto geringer ist die Windgeschwindigkeit in konstanter Höhe über dem Boden. Bei sehr glattem Gelände wie ruhigen Wasser- oder Schneeflächen sinkt die Rauigkeitslänge auf Werte zwischen 0,0001 bis 0,001 Meter, nimmt in Wäldern oder Stadtkernen dagegen Werte von einem Meter und mehr an. Für die genaue Bestimmung des Geländetyps und der Rauigkeit ist prinzipiell eine Standortanalyse oder zumindest die Kenntnis des exakten Anlagenstandortes notwendig. Das ist jedoch aufgrund fehlender Daten nicht möglich. Somit wird die Rauigkeitslänge der einzelnen Anlagenstandorte über die PLZ zugewiesen. Hierzu werden mit Hilfe des Open Source Geoinformationssystems QGIS die PLZ-Gebiete auf die Landnutzung projiziert (siehe Anhang 5).

Die Windgeschwindigkeit ist höhenabhängig, d.h. mit steigender Höhe nimmt die Windgeschwindigkeit zu, bzw. je näher an der Erdoberfläche, desto stärker wird der Wind abgebremst (vertikales Profil). Als Ausgangsbasis für die Windgeschwindigkeit bieten sich die Daten des Deutschen Wetterdienstes zu den mittleren Jahresdurchschnittswerten der

[11] Regionale Unterschiede bei der Nabenhöhe wurden nicht berücksichtigt

Windgeschwindigkeiten in einer Höhe von 80 Metern über Grund von 1981 bis 2000 an. Aufgrund der Verwendung der historischen durchschnittlichen Nabenhöhe ist somit eine Anpassung der Windgeschwindigkeit für die jeweiligen Anlagen im AStReg auf die entsprechende Höhe durchzuführen. Neben der Rauigkeit der Umgebung hängt das vertikale Profil allerdings auch von weiteren Faktoren, wie beispielsweise der vertikalen Temperaturschichtung ab. Genauere Ausführungen dazu sind in Anhang 1 zu finden. Die Berechnung der Windgeschwindigkeit erfolgt über das logarithmische Profil nach Langreder et al. 2011, S. 129 unter der Annahme eines flachen Geländes und einer einheitlichen Rauigkeit. Hierbei kann es zu Unterschätzungen der Erträge kommen.

5.1.2 Referenzanlagen und Berechnung der Stromerzeugung

Die Referenzanlagen sind zur Abschätzung der Referenzerträge notwendig. Je umfangreicher die Liste der Referenzanlagen, desto besser ist die Abschätzung des Referenzertrages. Die Zuweisung einer Referenzanlage zur im AStReg geführten WKA basiert zunächst auf der angegebenen Nennleistung. Daneben bietet sich auf Basis der gerechneten Windgeschwindigkeiten auch eine Unterscheidung in Stark- und Schwachwindanlagen[12] an. Letztendlich verbleibt aus der Liste der verbliebenen Referenzanlage die Anlage mit der geringsten Abweichung zur historischen Nabenhöhe der WKA als Referenzanlage.

Die Referenzdatenbank besteht aus den, in Tabelle 5 gelisteten, 10 verschiedenen Modellen der Enercon GmbH, sowie 5 Anlagentypen des Herstellers Vestas Wind Systems A/S. Für die Leistungsklassen bis einschließlich 2,3 MW wird darüber hinaus eine Unterscheidung in je eine Anlage der IEC I (für Wind über 8,5 m/s) und IEC II (für schwächere Winde) Spezifikation getroffen. Die Nabenhöhe umfasst 65 Variationen. Trotz der hohen Zahl an Referenzanlagenkonfigurationen kann es zu Abweichungen hinsichtlich der Turmhöhe kommen, die mit einem Korrekturfaktor angepasst werden (siehe Anhang 2).

Da dieser Arbeit lediglich die Daten der mittleren Windgeschwindigkeiten zugrunde liegen jedoch keine weiteren Verteilungsparameter wie (regionale9 Varianz oder Standardabweichung, wird für die Verteilung der Geschwindigkeiten vereinfachend einheitlich mit einer speziellen Weibullverteilung (Rayleighverteilung, siehe Anhang 3) gerechnet. Der Jahresenergieertrag berechnet sich somit aus

Formel 5.1: Jahresenergieertrag im Modell

$$E = 8760h * c_{av} * \sum_{v_i=v_e}^{v_a} \left(\frac{P_{el}(v_i) - P_{el}(v_{i-1})}{2} \right) * (F_R(v_i) - F_R(v_{i-1}))$$

Mit:

c_{av} = relative technische Verfügbarkeit der WKA
$P_{el}(v_i)$ = Elektrische Leistung der WKA bei Windgeschwindigkeit v_i laut Leistungskennlinie
$F_R(v_i)$ = Summenhäufigkeit der Rayleighverteilung bei Windgeschwindigkeit v_i

[12] Abhängig von der Windgeschwindigkeit

v_e = Einschaltwindgeschwindigkeit
v_a = Abschaltwindgeschwindigkeit

Um die Überschätzung der Energieerträge durch die Modellierung der WKA mit Referenzanlagen der nächst höheren Leistungsgrenze zu minimieren, fließen die Leistungskennlinien in normierter Form in die Berechnung ein.

Bei der anschließenden Kalkulation der jährlichen Gesamtenergieerträge werden die durchschnittlichen Jahreserträge mit dem jeweiligen wetterabhängigen Wert des IWET-Index (Kühn, 2014.) gewichtet, um eine Anpassung der Durchschnittswerte an die Windverhältnisse des entsprechenden Jahres zu realisieren.[13]

5.2 Investitions- und Betriebskosten

Aufgrund der schlechten Datenbasis zu den Kosten einer WKA wird hier auf eine detaillierte Analyse der Kostenstruktur von WKA verzichtet und die Investitions- und Betriebskosten nur anhand der Anlagenleistung ausgewiesen.

Die Hauptinvestitionskosten setzen sich aus den Kosten der Turbine, des Turmes sowie des Transports und der Errichtung der Anlage zusammen, während Fundament, Projektierung, Zuwegung und ähnliches zu den Investitionsnebenkosten gerechnet werden. In Anlehnung an Twele et al. (2011) sowie Rehfeldt et al. (2013), wird für die Hauptinvestitionskosten von einem Anteil von 80 % der Gesamtinvestitionskosten ausgegangen, womit die vorliegenden Daten entsprechend angepasst werden können. Dies stellt insofern eine starke Vereinfachung der Realität dar, als dass eine etwaige zeitliche Variation dieses Verhältnisses, beispielweise aufgrund der technologischen Entwicklung hin zu immer größeren Anlagen und dem damit verbunden Bedarf an aufwändigeren Fundamenten, bei den Projektkosten als Summe von Haupt- und Nebeninvestitionskosten nicht berücksichtigt wird. Bei den zugrunde liegenden Turbinenkosten ist die technologische Entwicklung dagegen implizit integriert, da es sich um Durchschnittswerte über alle Installationen eines Jahres handelt. Eine größenspezifische Betrachtung der Investitionsgrößen kann somit entfallen.

Für die zeitliche Entwicklung der Betriebskosten werden Daten von Rehfeldt et al. (2013) durch polynome Regression extrapoliert. Somit ergeben sich je nach Inbetriebnahmedatum einer WKA unterschiedliche Betriebskosten, welche ab dem dritten Jahr nach diesem Zeitpunkt als konstant angenommen werden. Für die ersten zwei Jahre wird ein Anteil von 50 % der gesamten Betriebskosten angesetzt (ebd.), da Kosten für Wartung, Instandhaltung und Reparatur in diesem Zeitraum meist unter die Gewährleistung des Anlagenherstellers

[13] Der IWET-Index stellt einen Ertragsindex dar, der die tatsächliche Stromeinspeisung aus einem gemeldeten Anlagenpool ins Verhältnis zum langjährigen Durchschnittsertrag dieser Anlagen setzt und somit eine Orientierung zur Güte eines Windjahres liefert. Allerdings fehlen für die letzten Jahre die entsprechenden Werte, so dass der Index selbst geschätzt werden musste.

fallen. Die Betriebskosten beinhalten dabei Kosten für Wartung und Reparatur, Pacht und Versicherung, sowie für die kaufmännische und technische Betriebsführung und Rücklagen.

Aufgrund fehlender detaillierter Daten zur Finanzierung von WKA wird auf eine nähere Betrachtung der Investitionsfinanzierungsformen verzichtet. Stattdessen werden die Renditen auf deutsche Staatsanleihen[14] mit Laufzeiten von 20 Jahren als Opportunitätskosten betrachtet und die Kapitalkosten durch diese angenähert.[15]

Alle hier dargelegten Kosten werden als einheitlich für ganz Deutschland angesetzt. Eine regionale Differenzierung, wie sie beispielsweise gerade bei Grunderwerb, Pacht und Finanzierung auftreten, findet aus Vereinfachungsgründen und aufgrund der Datenverfügbarkeit nicht statt.

5.3 Einspeisevergütung

Mit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurden höhere Vergütungssätze sowie eine erhöhte Anfangsvergütung für die ersten fünf Jahre nach Inbetriebnahme und eine maximale Gesamtvergütungsdauer von 20 Jahren festgeschrieben. Zur Förderung von Standorten mit geringerer Windhöffigkeit wurde eine Verlängerung der Anfangsvergütung über fünf Jahre hinaus gewährt, wobei sich diese Verlängerung anlagenspezifisch nach Formel 5.2 in Monaten berechnet.

Formel 5.2: Verlängerung der Anfangsvergütung in Monaten

$$\Delta = \left(\left(150\% - \frac{\emptyset\ Jahresertrag}{Referenzertrag}[\%] \right) \Big/ 0{,}75[\%] \right) * 2$$

Die Dauer der Anfangsvergütung wird somit für jede 0,75 prozentige Abweichung des Jahresertrags von 150 % des Referenzertrags um 2 Monate verlängert. Neben dieser Regelung führte das EEG auch eine Degression der Vergütungssätze für neu installierte Anlagen ein. Das EEG durchlief einige Revisionen, die 2004, 2009 und 2012 auch die Vergütung für Windstrom betrafen. So wurden 2004 die Vergütungen gesenkt, die Degression der Tarife auf 2 % pro Jahr erhöht sowie eine 60 %-Klausel eingeführt. Letztere sichert nur denjenigen Anlagen eine Vergütung zu, die am geplanten Standort gutachterlich nachgewiesen mindestens 60 % des Referenzertrages generieren. Im Jahre 2009 wurde die Anfangsvergütungen von 8.03 €Cent/kWh auf 9.2 €Cent/kWh (und die Basisvergütung auf 5,02 cent/kWh) leicht erhöht und die Degression auf 1 % pro Jahr gesenkt. Im Jahr 2012 wurde letztere wieder auf 1.5 % angehoben. (EEG12, Deutscher Bundestag 2012).

---

[14] Zeitreihe der Anleiherendite siehe Anhang 4

[15] Es ergeben sich, unter Verwendung der Anleiherendite als Kapitalkostensatz, hohe Werte von ca. 9 % im Jahr 1991, die die damaligen Unsicherheiten der noch jungen Technologie reflektieren, wohingegen ca. 3 % im Jahr 2012 die fortschreitende Reife der Windtechnologie widerspiegeln.

Systemdienstleistungs-, sowie Repoweringboni, wie sie mit dem EEG 2009 eingeführt wurden, können für die anlagenspezifische Berechnung der jeweiligen Vergütungen nur begrenzt berücksichtigt werden, da entsprechende Informationen zur Erfüllung der technischen Voraussetzungen im AStReg fehlen. Es wird angenommen, dass sämtliche Anlagen ab 2009 den SDL-Bonus auf die Anfangsvergütung erhalten, da laut EEG bei Nichteinhaltung der technischen Vorgaben der gesamte Vergütungsanspruch entfällt. Für den Repowering-Bonus kann keine derartig vereinfachte Annahme getroffen werden. Laut Windenergiereport 2012 sind zwar Anlagen mit etwa 27 % der in Deutschland installierten Gesamtleistung repoweringfähig (Berkhout et al. 2013), genauere Daten liegen allerdings nicht vor. Insbesondere werden keine Gesamtzahlungen für Repowering-Boni in den Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ausgewiesen. Auch eventuelle Zahlung von Markprämien anstatt der festen Einspeisevergütung konnten im Modellansatz nicht berücksichtigt werden. Darüber hinaus können im Rahmen dieser Arbeit keine länderspezifischen oder kommunalen Förderprogramme oder ähnliches berücksichtigt werden, welche möglicherweise durchaus Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten ausüben.

Nach Bestimmung der anlagenspezifischen Vergütungen sowie der Stromgestehungskosten berechnen sich die Margen als Differenz dieser beiden Größen. Die absoluten jährlichen Gewinne, die mit einer WKA erwirtschaftet werden können, werden durch die Multiplikation der Gewinnmargen mit den tatsächlichen, jährlichen Energieerträgen, das heißt mit den um den Windindex korrigierten durchschnittlichen Jahreserträgen, berechnet. Ein Nettokapitalwert wird hier nicht berechnet.

5.4 Gewinnspannen und jährliche Gewinne der WKA

Die Differenz der anlagenspezifischen Vergütung und der Stromgestehungskosten ergeben die Margen je Anlage und erzeugter Stromeinheit. Die absoluten jährlichen Gewinne, die mit einer WKA erwirtschaftet werden können, berechnen sich durch die Multiplikation der Gewinnmargen mit den tatsächlichen, jährlichen Energieerträgen je Anlage. Der jährliche Gewinn in der Windkrafterzeugung ergibt sich durch Addition des jährlichen Gewinns aller Anlagenjahrgänge im entsprechenden Kalenderjahr

6 Ergebnisse für Windkraftanlagen

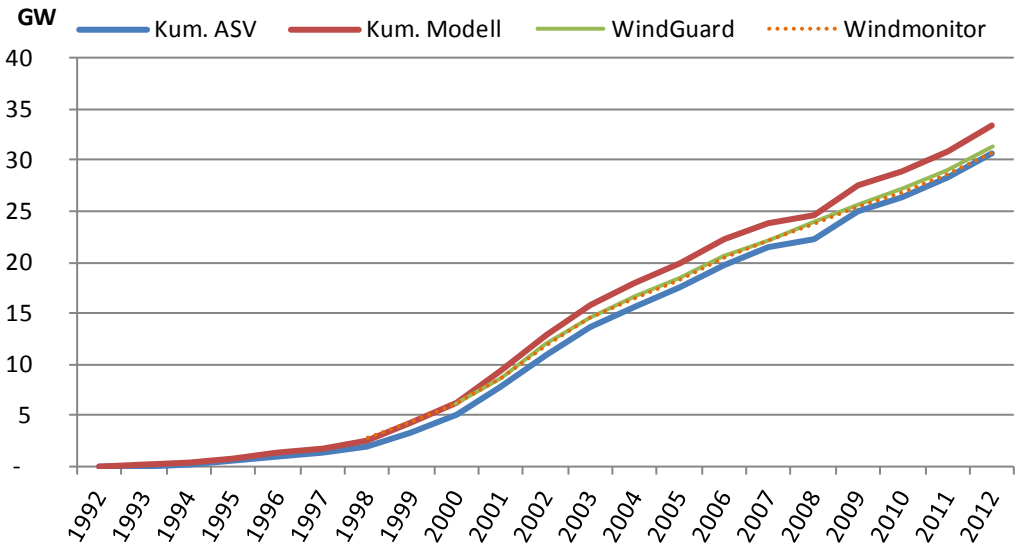
Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse stellen Schätzungen der Excel basierten Modellierung dar. Die Ergebnisse sind immer unter den jeweiligen Annahmen und Eingangsdaten zu interpretieren. Die monetären Werte sind alle in Preisen von 2012 angegeben.

6.1 Installierte Kapazität und Stromerzeugung von Windkraftanlagen

Kapazität

Die gesamte in Deutschland installierte Anlagennennleistung Ende 2012 betrug den Daten des AStReg zufolge rund 30,6 GW. Dies entspricht ungefähr den Angaben des DEWI 2014 (30,9 GW). Daten des Windmonitors (Kühn o.J.) sowie der WindGuard GmbH (Pilarsky-Grosch 2012) liegen ebenfalls leicht über denen des AStReg. Die Entwicklung dieser Gesamtkapazität ist in Abbildung 14 dargestellt und ergibt sich als Summe über die jährlichen Neuinstallationen abzüglich der Summe der außer Betrieb genommenen Anlagenleistungen eines Jahres. Die Modellberechnungen zeigen für 2012 jedoch eine Gesamtleistung von rund 33 GW. Durch die modellimmanenten Überschätzungen der Anlagenleistung liegen die Werte des Modells konsequent über denen des AStReg.

Abbildung 14: Kumulierte Kapazität, WKA-Anlagen 1992 - 2012

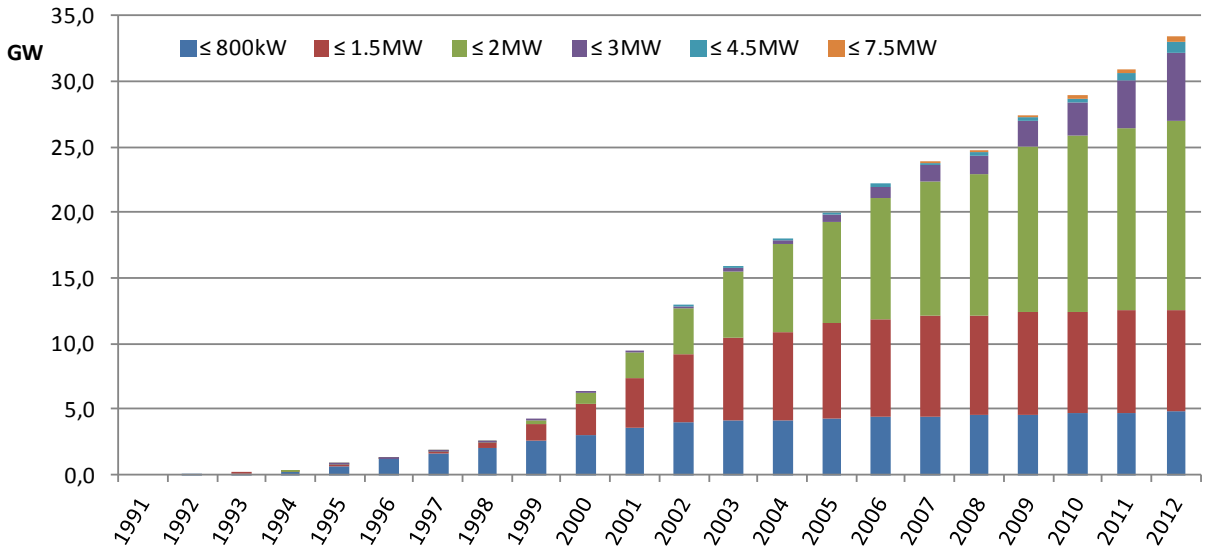


Anmerkung: ASV entspr. AStReg.

Die Differenzierung der kumulierten Leistung in die zuvor eingeführten Leistungsklassen liefert Abbildung 15. Da die Einteilung nach Leistungsklassen modelbasiert berechnet wird, weicht diese von der Höhe der tatsächlich installierten Leistungen ab. Dennoch illustriert sie besonders gut die Stagnation der Installation nicht mehr aktueller Technologiezweige sobald eine gewisse Reife der nächst höheren Leistungsklasse erreicht wurde. Beispielsweise war dies für Anlagen bis 800 kW etwa ab 2003 der Fall, für Trubinen zwischen 0,8 und 1,5 MW ab 2006.

Interessant ist, dass im Anlagenbestand eine Stagnation und nicht etwa ein Rückgang bei veralteten Leistungsklassen zu verzeichnen ist, der auf Repoweringmaßnahmen hindeuten würde. Diese wurden ab 2004 mit Verlängerungen der Anfangsvergütungsdauer (EEG04, Deutscher Bundestag 2004) und ab 2009 mit dem Repowering-Bonus (EEG09, Deutscher Bundestag 2009) aktiv durch das EEG gefördert. Eine diesbezügliche Auswertung ergibt lediglich einen geringen Rückbau von insgesamt 6,5 MW in Nordrhein-Westfalen und 8,5 MW in Rheinland-Pfalz. Diese geringen Werte sind entweder auf fehlende Außerbetriebnahmedaten im AStReg, oder auf die Einschränkung des Modells auf Anlagen mit mehr als 500 kW Nennleistung zurückzuführen. Letzteres scheint insofern plausibler, da das EEG 2004 lediglich Anlagen mit Inbetriebnahme vor 1996 als repoweringfähige Einheiten förderte und deren Nennleistung im Schnitt unter 500 kW lag. (Kühn o.J.) Dementsprechend gibt Lüers et al. (2013) deutlich höhere Werte an, die einen seit 2003 stetig wachsenden Anteil an Repowering-Maßnahmen belegen. So werden für 2012 knapp 500 MW repowerte Leistung und bis 2012 insgesamt mehr als 250 MW abgebaute Leistung angegeben.

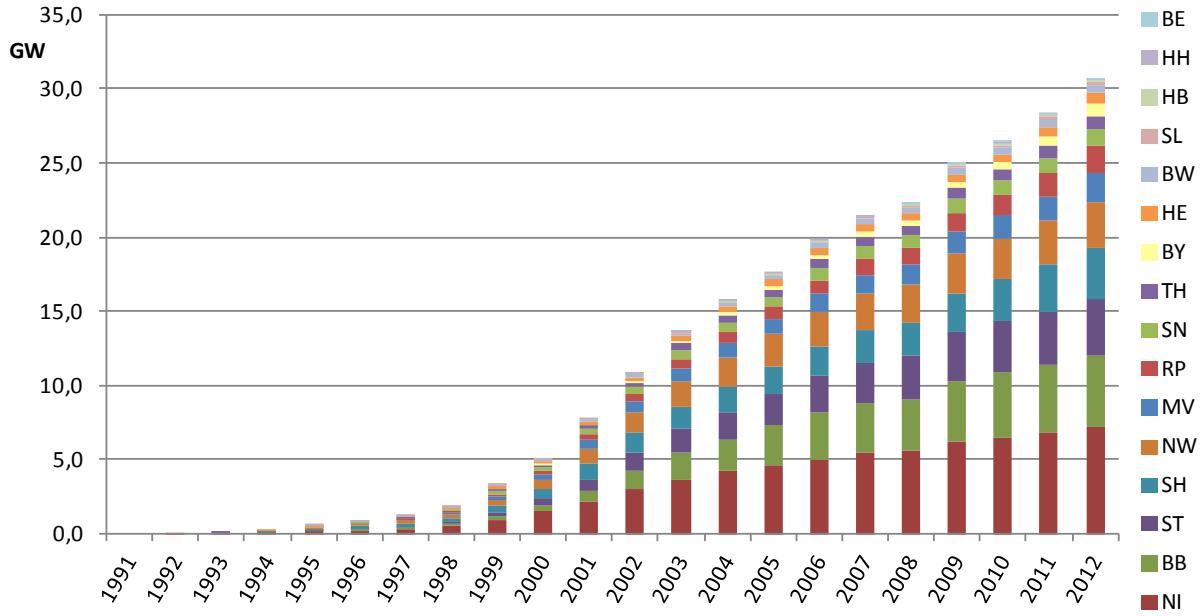
Abbildung 15: Modellbasierte Berechnung der kumulierten Kapazitäten von WKA nach Größenklassen, 1991 – 2012



Quelle: Modellbasierte Berechnung. Anmerkung: Abweichung der modelbasiert ausgewiesenen Kapazitäten von den tatsächlichen kumulierten Installationen.

Die installierten Kapazitäten nach Bundesländern sind in Abbildung 16 basierend auf den tatsächlichen Installationen nach dem AStReg dargestellt. Hierbei wird noch einmal deutlich, dass in den drei Bundesländern Niedersachsen (NI), Brandenburg (BB) und Sachsen-Anhalt (ST) mit 17,01 GW mehr Leistung als in allen 13 anderen Bundesländern gemeinsam installiert ist. Die vorherrschende Leistungsklasse bilden dabei Anlagen mit Nennleistungen zwischen 1,5 und 2 MW, wobei Niedersachsen und Schleswig-Holstein in der 3 MW-Klasse bereits mehr installierte Leistung aufweisen als südliche Bundesländer wie Baden-Württemberg oder Bayern an Gesamtkapazität.

Abbildung 16: Kumulierte Kapazitäten bei WKA nach Bundesland, 1991 – 2012



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AStReg. Anmerkung: Die hier dargestellte Leistung nach Bundesländer weicht von der Leistung nach Leistungsklassen ab, da hier nicht auf eine modellbasierte Berechnung, sondern auf reale Daten des AStReg zurückgegriffen wird.

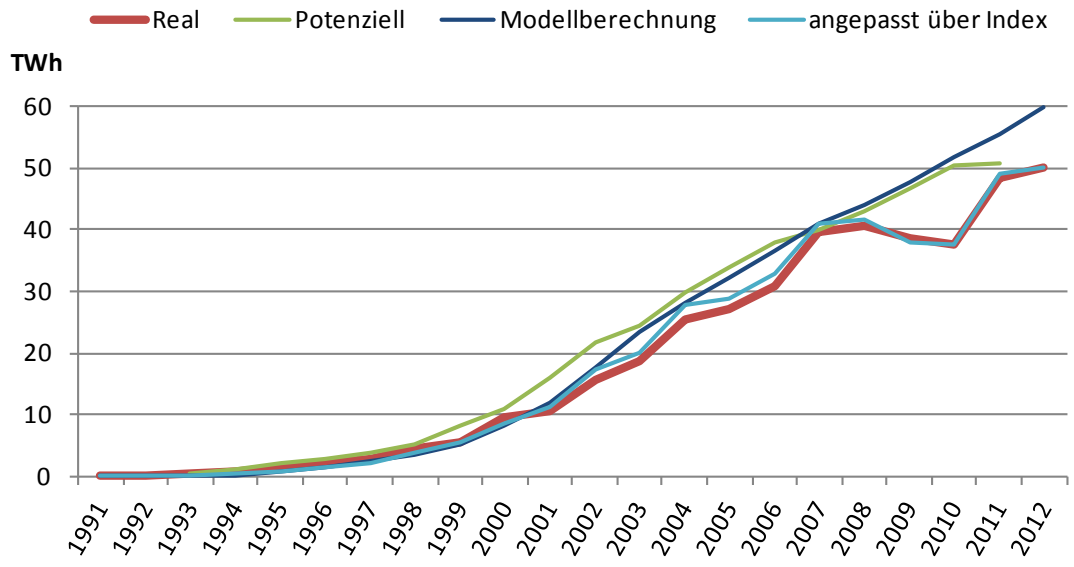
Erzeugung

Die berechneten Energieerträge werden in Abbildung 17 als dunkelblaue Linie dargestellt. Der Vergleich mit den potenziellen[16] Ertragsdaten des Deutschen Windenergie Instituts (Pilarsky-Grosch 2011 und 2012), hier grün dargestellt, sowie den tatsächlichen Ertragsdaten (BMWi 2014), hier rot dargestellt, zeigt, dass die Modellergebnisse bis zum Jahr 2000 unterhalb der real eingespeisten Windenergiemenge und bis ins Jahr 2007 ebenso unterhalb der potenziell möglichen Einspeisung lagen. Die Unterschätzung der Stromerträge bis 2000 ist wiederum auf das Fehlen kleiner Anlagen mit <500kW Nennleistung im Berechnungsmodell zurückzuführen. Gerade wegen dieser geringen Nennleistungen bewegen sich aber auch die absoluten Abweichungen der Ergebnisse in diesem Zeitraum innerhalb einiger hundert Gigawattstunden. Nach Anpassung der Berechnungsergebnisse durch den IWET-Index (Kühn o.J.) ergeben sich insgesamt deutlich geringere Abweichungen, wie die hellblaue Kurve verdeutlicht. Die besonders starken Einbrüche der Stromerzeugung in den Jahren 2009 und 2010 können aber auch hiermit nur ungenau abgebildet werden, sodass die Modellberechnung hier um einen fiktiven Index erweitert wird. So repräsentiert die hellblaue Kurve die tatsächliche Windsituation in diesen Jahren. Überraschend ist dieser Rückgang der Stromproduktion auch deshalb, da in beiden Jahren Neuinstallationen von über einem Gigawatt, 2009 sogar von über 2,5GW verzeichnet wurden. Entsprechend sind äußerst schwache Windverhältnisse als Ursache am plausibelsten, welche durch den Windindex nicht ausreichend erfasst werden.

[16] Basieren auf Erwartungswert der Windgeschwindigkeit

Die generelle Überschätzung der Stromproduktion durch die Modellierung ist auf mehrere mögliche Ursachen zurückzuführen. So kann die vorgenommene Auswahl an Referenzanlagen keinesfalls die Verhältnisse des deutschen Windanlagenbestandes exakt nachbilden, wobei „Anlagen mit Blatteinstellwinkelregelung der neuesten Generation und mit ertragsoptimierter Rotoraerodynamik (z.B. Enercon E-70 E4) [...] eine 5-8 % höhere Energieausbeute als die [...] durchschnittlichen Verhältnisse [erreichen].“ (Hau 2008, S. 577) Aufgrund guter Datenverfügbarkeit und hohen Marktanteils flossen aber gerade diese und ähnliche Anlagen in die Modellierung ein. Eine weitere Überschätzungsursache liegt in der möglicherweise zu groben Beschreibung der Umgebungsrauigkeit auf Postleitzahlebene, die mancherorts zu überhöhten Windgeschwindigkeiten führen kann. Gleiche Auswirkungen hat auch die pauschale Parametrierung der Weibullfunktion mit dem Formfaktor von k=2 für ganz Deutschland. Allen nachfolgenden Ergebnissen liegen diese geschätzten Erträge zugrunde. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass im Jahresmittel (real) weniger als die Hälfte der bis zum Jahresende neu installierten Leistung zur Verfügung steht, denn ein großer Teil der Anlagen wurde jeweils in der zweiten Jahreshälfte installiert, deren Ergräge sind im Modell jedoch von Beginn der ersten Jahreshälfte an berechnet. Unter den getroffenen Annahmen, Korrekturen und verfügbaren Daten liefert die Modellierung eine maximale Überschätzung der Energieerträge von 9 %.

Abbildung 17: Stromerzeugung aus WKA, 1991 - 2012



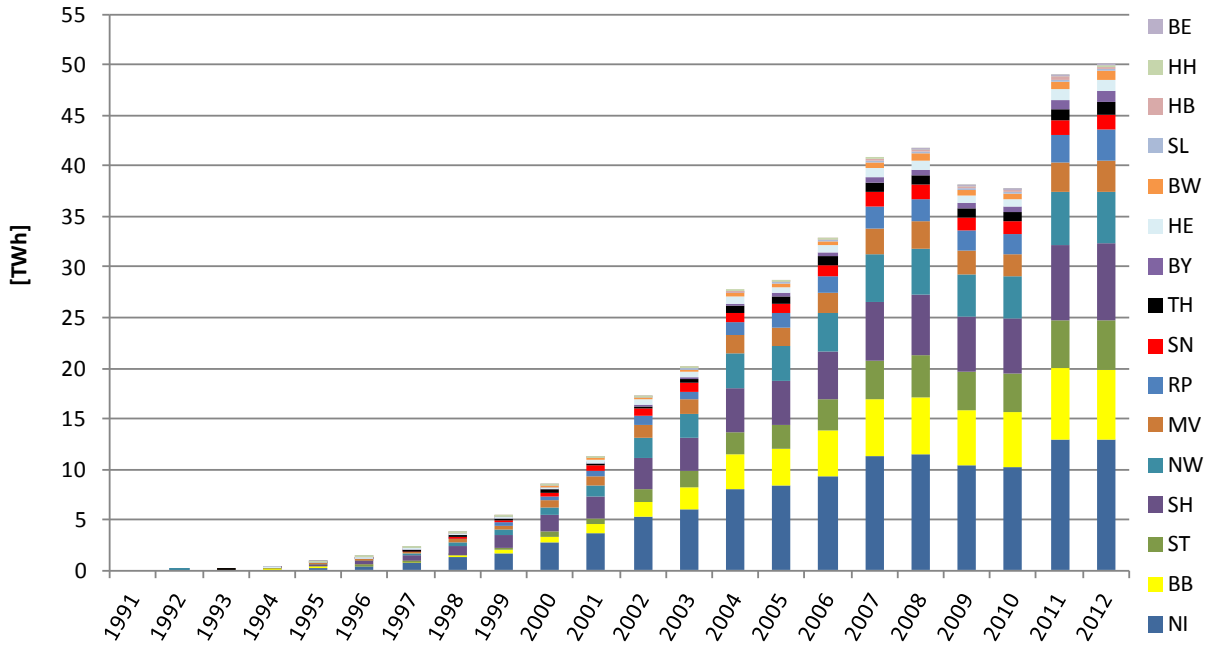
Quelle. Eigene Berechnung, BMWi 2014, Pilarsky-Grosch 2011 und 2012

Der Anteil aller Leistungsklassen am jährlichen Gesamtenergieertrag Deutschlands zeigt, dass besonders die kleinen WKA unter 800 kW eine überaus konstante Energieerzeugung im Verlauf der Jahre aufweisen. Dagegen ist bei WKA zwischen 0,8 MW und 1,5 MW Nennleistung auch nach annähernder Konstanz der Gesamtkapazität im Jahr 2006 eine deutlich höhere Volatilität zu erkennen. Hervorzuheben ist auch die Kategorie mit 1,5 MW bis 2 MW Nennleistung, die ab 2004 im Verhältnis zur installierten Leistung überproportional viel Energie erzeugte. So hatten Anlagen mit bis zu 2 MW Nennleistung 2012 einen Anteil von

etwa 43 % der Gesamtkapazität in Deutschland, trugen aber zu über 49 % der Stromproduktion bei. Gründe hierfür könnten unter anderem die Abweichungen der länderspezifischen Anlagenparks, oder eine besonders hohe technische Verfügbarkeit dieser Anlagenklasse darstellen.

Die Entwicklung der Windstromerzeugung nach Bundesländern ist in Abbildung 18 dargestellt. Niedersachsen als Bundesland mit der über alle Jahre hinweg höchsten installierten Gesamtleistung erzeugte auch den größten Anteil der Stromerträge. Auffällig ist hingegen, dass in Nordrhein-Westfalen, trotz geringerer Gesamtkapazität ab 2005 mehr Strom erzeugt wurde als in Sachsen-Anhalt. Gleiches gilt für Schleswig-Holstein, das ab 2003 mit weniger installierter Leistung höhere Energieerträge als Brandenburg aufweisen kann. Dies ist höchstwahrscheinlich auf die besonders guten Windverhältnisse in den Küstenregionen Schleswig-Holsteins, aber auch auf die dort früher einsetzende und stärkere Verbreitung großer Anlagen von mehr als 2 MW zurückzuführen.

Abbildung 18: Stromerzeugung von WKA nach Bundesländern, 1991 - 2012



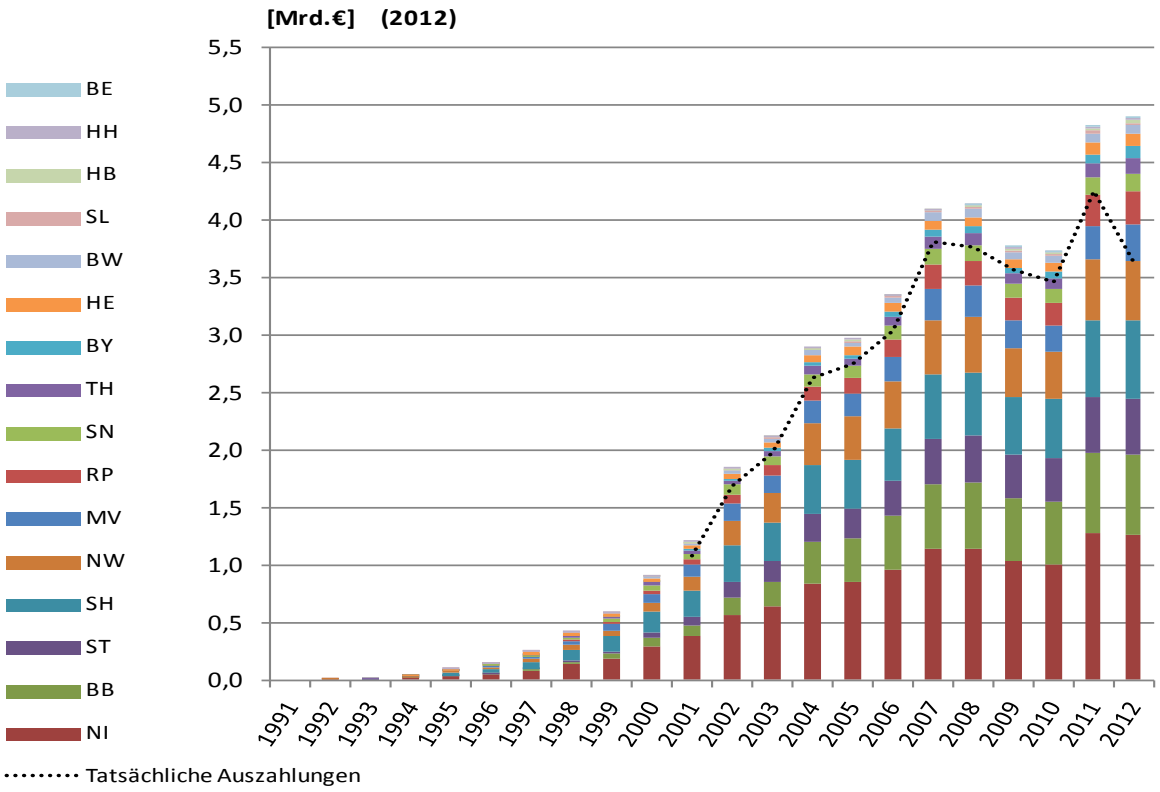
Quelle: Modellbasierte Berechnung

Vergütungszahlungen

Bei der Berechnung der Vergütungen für eingespeisten Windstrom tritt durch die Modellierung folgende Problematik hinsichtlich der 60 %-Klausel des EEG 2004 auf. Insgesamt wird für 4760 Anlagen ein durchschnittlicher Jahresenergieertrag ermittelt, der unterhalb von 60 % des jeweiligen Referenzertrages liegt. Für knapp 59 % dieser 4760 Anlagen kann ein Einfluss auf deren Vergütungsanspruch ausgeschlossen werden, da der Inbetriebnahmezeitpunkt vor Einführung der Vergütungsrestriktion liegt. Für die verbleibenden 41 % bzw. 1972 Windturbinen, welche zu einem überwiegenden Anteil Sachsen-Anhalt und Brandenburg zugeordnet werden können und sich größtenteils auf Nennleistungen zwischen 800 kW und 3 MW beschränken, kann als Ursache eine äußerst

geringe durchschnittliche Windgeschwindigkeit in der betreffenden Postleitzahlregion ausgemacht werden. Entsprechend ist von einer zu ungenauen Abbildung der realen Windverhältnisse durch die grobe Auflösung der Windgeschwindigkeitsdaten auszugehen, weshalb ein durchschnittlicher jährlicher Energieertrag dieser Anlagen von 60 % des Referenzertrags für die weiteren Berechnungen angenommen wird. Hiermit wird unterstellt, dass nur Anlagen errichtet werden, welche eine zugesicherte Vergütung erhalten. Unter diesen Prämissen ergeben sich für die Entwicklung der landesdurchschnittlichen Einspeisevergütung neu errichteter WKA im Jahr 2012 durchschnittliche Vergütungen von ungefähr 8 €Cent/kWh Schleswig-Holstein, 9 ,1 €Cent/kWh Niedersachsen und rund 9,3-9,4 €Cent/kWh bei den restlichen Bundesländern.

Abbildung 19: Vergütungen für Strom aus WKA nach Bundesländern, 1991 - 2012



Quelle: Modellbasierte Berechnung; Vattenfall Europe Information Services

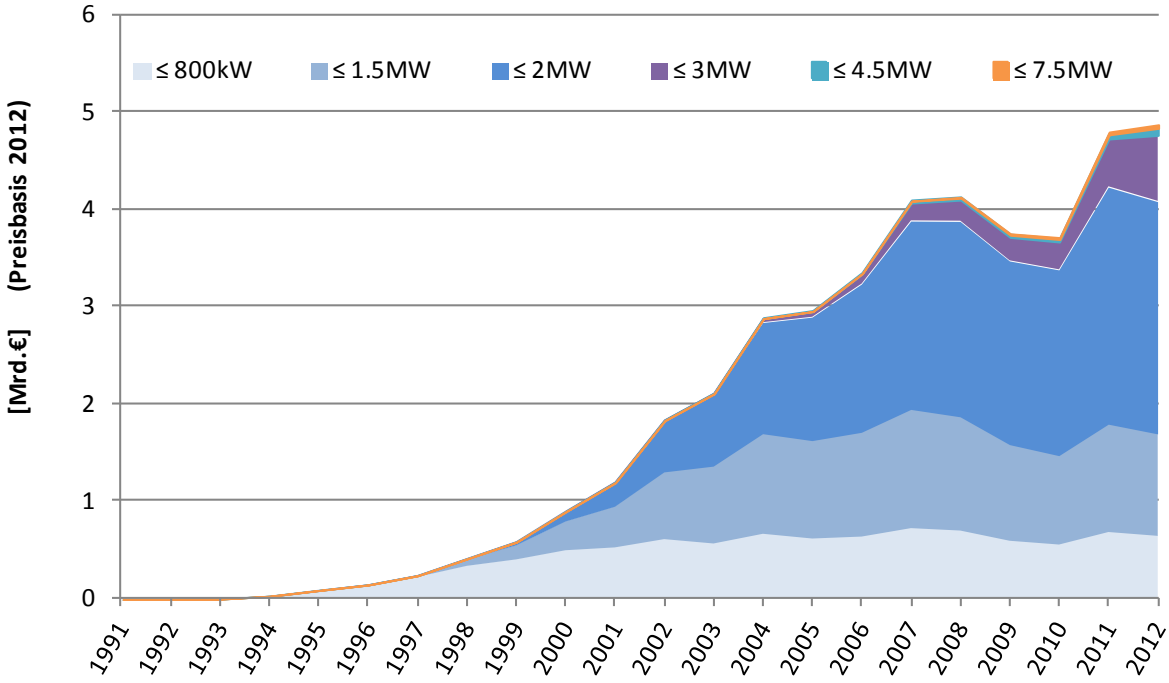
Unter Berücksichtigung der jeweiligen Jahresenergieerträge lassen sich die gesamten gezahlten Vergütungen für den eingespeisten Windstrom ermitteln. Dabei ist besonders die räumliche Verteilung der jährlichen Vergütungsströme von Interesse, welche in Abbildung 19 für jedes Jahr dargestellt ist. Aufgrund des beinahe einheitlichen hohen Vergütungsniveaus lässt sich bei den meisten Bundesländern eine direkte Proportionalität zu den jährlichen Energieerträgen erkennen. Dabei flossen zwischen 1992 und 2012 zwischen 73 % und 100 % der Vergütungen in die fünf Bundesländer Niedersachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein sowie Nordrhein-Westfalen, bis zu 87 % dabei nur in die ersten zwei und Schleswig-Holstein. Sachsen-Anhalt fällt zwar in erstere Gruppe, die Vergütungssummen

liegen dabei aber trotz konstant höherer Gesamtkapazitäten unterhalb der Mittel, welche nach Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen gezahlt wurden.

Darüber hinaus zieht Abbildung 19 den Vergleich der Modellergebnisse mit in den Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber bezifferten Vergütungen (Vattenfall Europe Information Services o.J.b) und macht ab 2011 eine deutliche Überschätzung der geleisteten Zahlungen von bis zu 1,3 Mrd.€ durch das Modell deutlich. So liefert die Modellberechnung eine Gesamtvergütungssumme von 4,9 Mrd.€, während diese in den Jahresabrechnungen der ÜNB auf 3,6 Mrd.€ beziffert wird. Diese Abweichungen sind einerseits das Resultat der schon aufgezeigten Überschätzung der Energieerträge, andererseits durch die dargelegten, hohen durchschnittlichen Einspeisetarife begründet. Darüber hinaus erfolgt keine monatsscharfe Abgrenzung der Installationen und Erzeugung. Ebenso führte die verstärkte Direktvermarktung ab 2010 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2011; 2012; 2013) zu geringeren tatsächlichen Gesamtausgleichszahlungen, welche durch das Modell nicht berücksichtigt werden können. Die hier aufgezeigte Verteilung der Vergütungszahlungen stellt somit die Situation dar, wie sie sich ohne Direktvermarktung und allein auf Basis der ermittelten Energieerträge und Einspeisetarife ergäbe.

Bei der Aufschlüsselung der Vergütungssummen nach Leistungsklassen weisen erwartungsgemäß Anlagen zwischen 1,5 MW und 2 MW ab 2004 die größten Werte auf (Abbildung 20). Ein besonders starker Anstieg ist dabei im Zeitraum 2004 bis 2007 zu erkennen. Trotz annähernder Konstanz der Gesamtkapazitäten in den beiden kleinsten Leistungsklassen ist bei den WKA mit 0,8 MW bis zu 1,5 MW im Unterschied zu den noch kleineren Anlagen ab 2007 ein Sinken der jährlichen Vergütungssummen zu verzeichnen. Die starken Einbrüche der Energieerträge zwischen 2008 und 2010 schlagen sich hier in den Vergütungssummen nieder.

Abbildung 20: Vergütungszahlungen für Strom aus WKA nach Leistungsklassen, 1991- 2012



Quelle: Modellbasierte Berechnung. Anmerkung: tatsächliche Vergütungszahlungen sind geringer.

6.2 Gewinnspannen und jährliche Gewinne aus der Windstromerzeugung

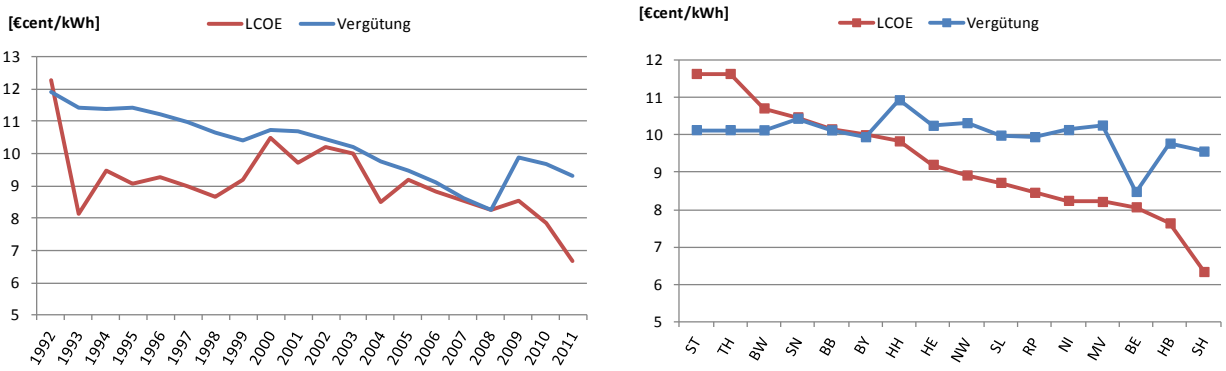
Die nachfolgend aufgeführten Gewinnspannen zeigen den durchschnittlichen Gewinn je erzeugter Stromeinheit von Anlagen, die im jeweiligen Jahr in Betrieb genommen wurden, auf Bundeslandebene oder je Leistungsklasse, während die jährlichen Gewinne die Summe der in einem Jahr erzielten Gewinne aus allen WKA je Bundesland oder Leistungsklasse abbilden.

6.2.1 Gewinnspanne

Zu Beginn der Windenergieerzeugung in Deutschland (1993-1998) liegt die mittlere Vergütung um rund 2- 3 €Cent höher als die Gestehungskosten. Dieser Abstand wurde allerdings durch die stetige Absenkung der Einspeisetarife bis zum Jahr 2008 vollständig aufgelöst. Mit der Tariferhöhung durch das EEG 2009 antizipierte entweder die Politik einen Anstieg der Stromgestehungskosten, oder aber die höheren Vergütungen ermöglichten erst den verstärkten Ausbau höherer Leistungsklassen im Jahr 2009. Generell ist nicht nur ein Absenken der Vergütungen, sondern auch eine tendenzielle Annäherung der LCOE an das Vergütungsniveau zu erkennen. Für Gesamtdeutschland ergeben sich außer im Jahr 1992 positive Gewinnmargen (Abbildung 21).

Die Analyse der Vergütungs- und Kostensituation in den einzelnen Bundesländern zeigt 2012 allerdings ein etwas anderes Bild. In Sachsen und Brandenburg liegen die erhaltenen Vergütungen demnach im Durchschnitt auf einem Niveau mit den Stromgestehungskosten. Die südlicheren Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg, sowie auch Thüringen und Sachsen-Anhalt weisen negative Margen auf (Abbildung 21).

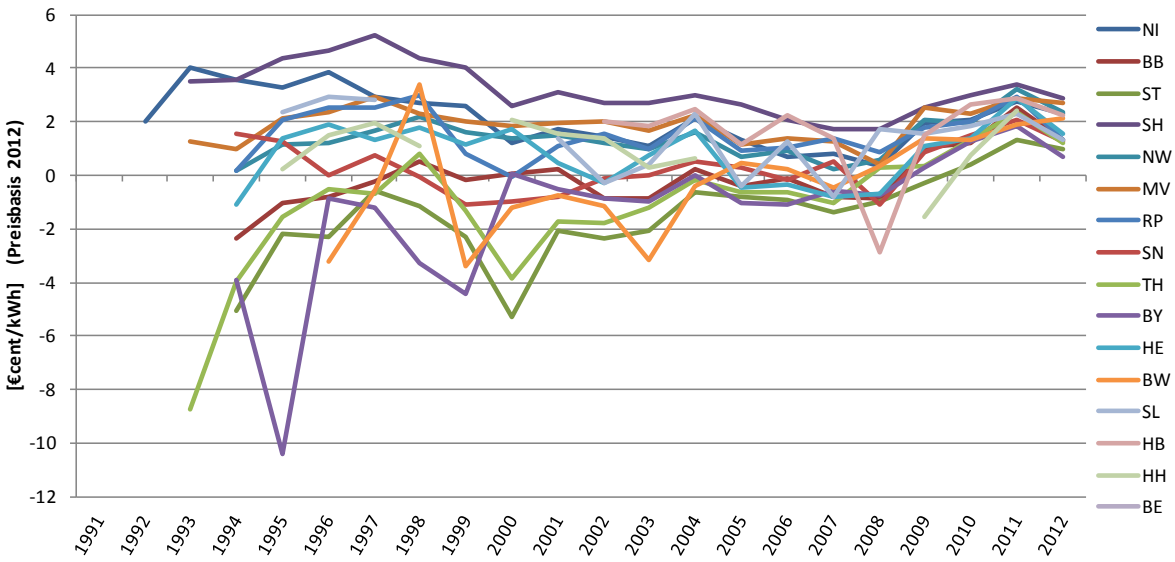
Abbildung 21: Durchschnittliche Vergütung und LCOE installierter WKA nach Bundesländern und Jahr



Quelle: Modellbasierte Berechnung; Anmerkung: Abb links: Durchschnitte über alle Länder, Abb. rechts: Durchschnitte über alle Jahre.

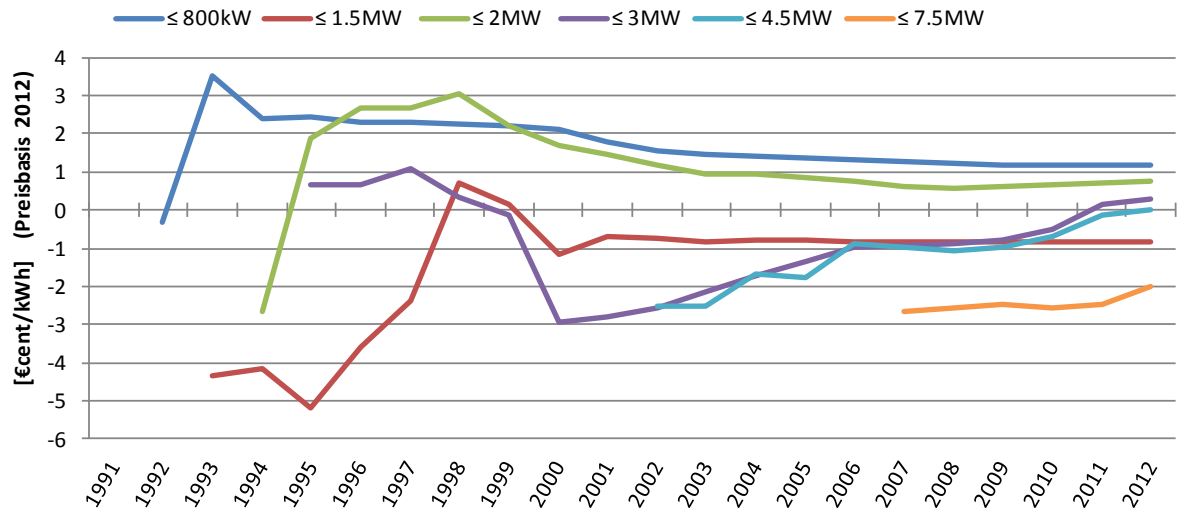
In Abbildung 22 wir deutlich, dass zu Beginn der Windenergienutzung in Deutschland eine enorme Streuung der Margen nach Bundesländern vorherrschte, welche sich zum Ende des Betrachtungszeitraumes zu einem deutlich kleineren Intervall verengt. Es existieren dabei laut Modell Bundesländer, in welchen über einen sehr großen Zeitraum hinweg keine positiven Gewinnmargen erwirtschaftet waren. Hierzu zählen Bayern, Thüringen und Sachsen-Anhalt. Baden-Württemberg pendelte unbeständig um die Gewinnschwelle herum und erreichte erst 2008 beständig positive Margen. Im Jahr 2010 konnten erstmals in allen Ländern positive Margen für neu errichtete Windkraftanlagen verzeichnet werden. Demgegenüber stehen Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Bremen und Hamburg, die sofern Installationen erfgolgten seit Beginn der Windkraftnutzung in Deutland entweder durchgehend oder mit Ausnahme eines Jahres oberhalb der Gewinnschwelle wirtschafteten. Ganz offensichtlich lässt sich somit auf einen Standortvorteil der norwestlichen Bundesländer schließen.

Abbildung 22: Durchschnittliche Gewinnmargen neu installierter WKA nach Bundesland, 1991 - 2012



Die Abschätzung eines etwaigen Einflusses des Technologiestandes des Anlagenparks eines Bundeslandes wird dagegen durch die Ermittlung der leistungsspezifischen Gewinnmargen möglich, welche in Abbildung 23 dargestellt sind. Zunächst wird deutlich, dass lediglich kleine Anlagen mit weniger als 800 kW, aber auch WKA mit 1,5 MW bis 2 MW Nennleistung positive Margen erwirtschafteten. Erst ab 2009 waren nur noch Turbinen der größten und somit neuesten Leistungsklasse nicht oberhalb der Gewinnschwelle. Allerdings scheinen die Windverhältnisse die Hauptursache für die unterschiedliche Wirtschaftlichkeit der Windenergie in den Regionen darzustellen und erst nachrangig die Technologiekonfiguration des Anlagenparks.

Abbildung 23: Durchschnittliche Gewinnmargen neu installierter WKA nach Leistungsklassen, 1991 - 2012



6.2.2 Jährliche Gewinne

Basierend auf den Gewinnspannen und den jährlichen Energieerträgen der einzelnen Anlagenjahrgänge lassen sich die gesamten Gewinne aller Anlagen in den jeweiligen Jahren im Analysezeitraum berechnen. Dabei ergibt sich die in Abbildung 24 illustrierte zeitliche Verteilung der regionalen Gewinne bzw. Verluste. Zunächst fällt wiederum die Dominanz der beiden Länder Niedersachsen und Schleswig-Holstein auf. In diesen Regionen wurden von 1993 bis 2012 zwischen 96 % und 65 % der gesamten Gewinne erwirtschaftet, welche, mit Ausnahme von 2008 bis 2010, jedes Jahr absolut anstiegen. So betrugen die Gewinne der beiden Spitzenreiter im Jahr 2012 262 Mio.€, respektive 231 Mio.€. Auffällig ist dabei, dass in Schleswig-Holstein ab dem Jahr 2000 konstant etwa die Hälfte der Gesamtkapazität Niedersachsens istalliert war, die Gewinne im gleichen Zeitraum obiger Abbildung zufolge aber nur um maximal 9 % niedriger lagen. Ein gegenteiliges Bild ergibt sich bei der näheren Betrachtung Brandenburgs. Dieses entwickelte sich zwar ab 2000 zum Bundesland mit der zweitgrößten Gesamtkapazität und erreichte 2012 dabei 64 % der installierten Nennleistung Niedersachsens, erwirtschaftete dagegen lediglich knapp ein Zehntel des Gewinns Niedersachsens in 2012.

Neben der Dominanz der beiden Länder verdeutlicht dieser Verlauf darüber hinaus den kontinuierlichen Zuwachs der Gewinne in anderen Bundsländern wie Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern, Rheinland-Pfalz und weiteren. Am unteren Ende der Skala rangieren, wie nach den negativen durchschnittlichen Gewinnmargen zu erwarten die Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg, Thüringen und allen voran Sachsen-Anhalt. Im Windjahr 2008 wurden in dieser Region laut Modell die größten Verluste in Höhe von 81 Mio.€ verzeichnet. Generell wird in den beiden letztgenannten Bundesländern in keinem Jahr die Gewinnschwelle erreicht.[17] Dies scheint besonders für Sachsen-Anhalt, als Bundesland mit der drittgrößten Gesamtkapaität ab 2004, nicht ganz unplausibel. Gründe hierfür könnten die Einschränkungen auf deutschlandweit einheitliche Kostengrundlagen darstellen. Eine regionale Differenzierung könnte also in Ländern wie Sachsen-Anhalt gerade durch ortsabhängige Nebeninvestitions- und Betriebskosten, sowie durch landesabhängige Förderprogramme zu niedrigeren als den hier ausgewiesenen LCOE und somit zu positiven Gewinnmargen und -summen führen.

Abbildung 24: Gewinne der WKA nach Bundesland, 1991 - 2012

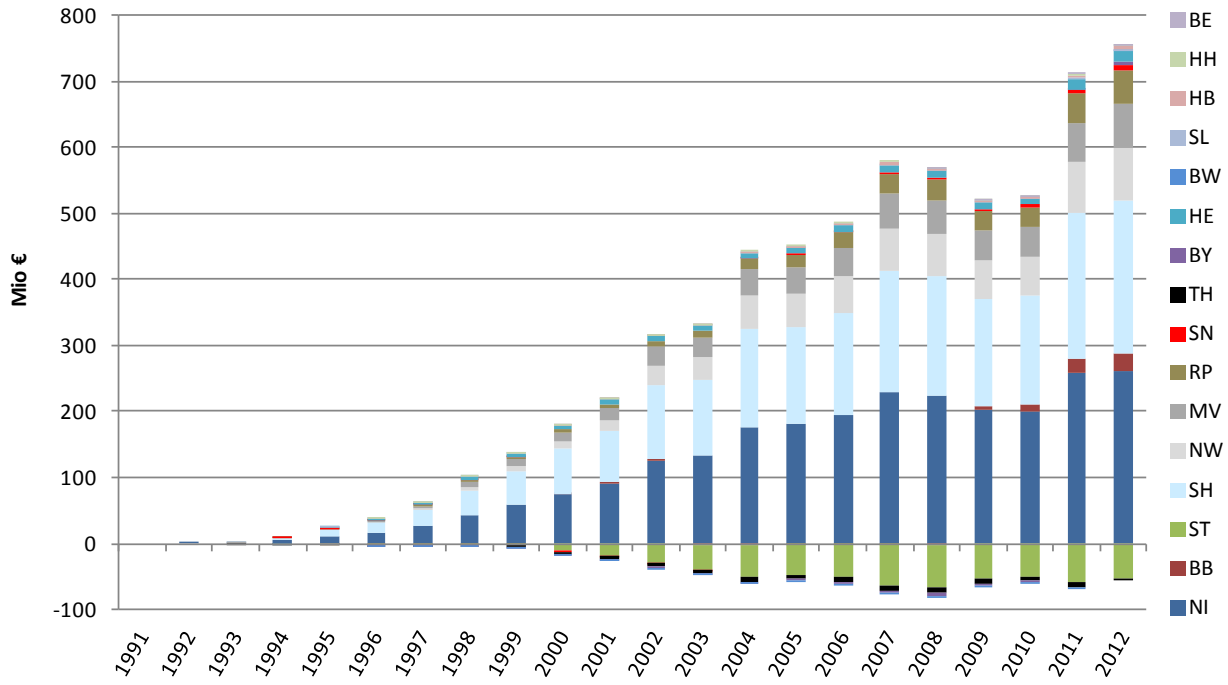
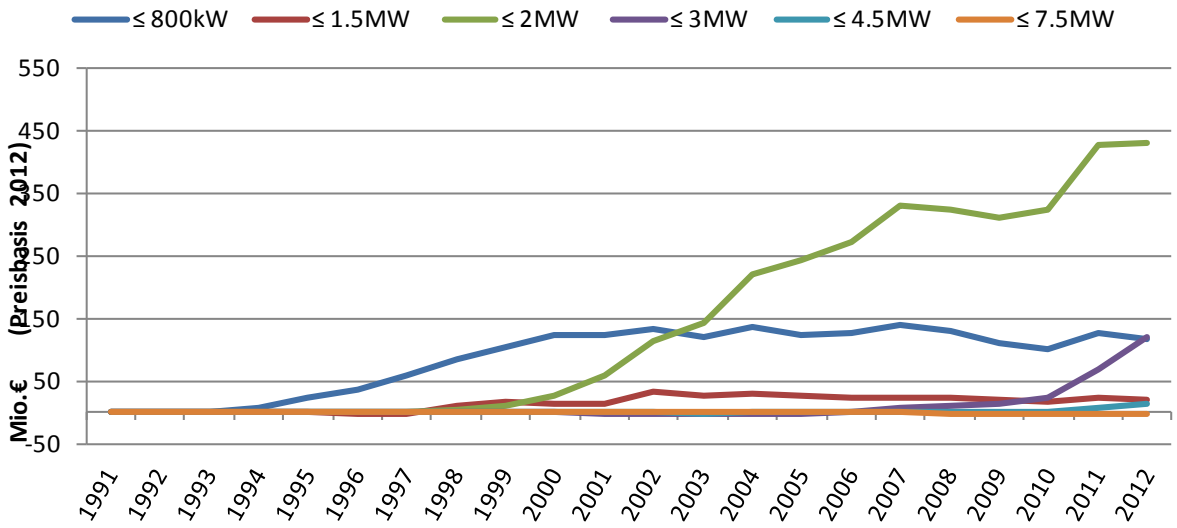


Abbildung 25 zeigt, dass bereits im Jahr 2000 höhere jährliche Gewinne mit Anlagen von 1,5 – 2 MW-Nennleistung erwirtschaftet werden konnten, als mit kleineren Anlagen zwischen 800 kW und 1,5 MW, obwohl die installierte Gesamtkapazität und die erzielten Energieerträge der 1,5 – 2 MW-Anlagen erst 2004 ungefähr das gleiche Niveau wie die kleineren Anlagen erreichten. Interessant ist auch die Entwicklung der Gewinne mit WKA von 2 – 3 MW, welche mit positiven Gewinnmargen ab 2009 ansatzweise die Entwicklung der 1,5 – 2 MW-Anlagen nachvollziehen.

[17] D.h. die ggf. erzielten Gewinne der ab 2009 neu installierten Anlagen kompensieren in der Summe nicht die Verluste aus Anlagen, die in den Vorjahren in Betrieb genommen wurden.

Abbildung 25: Gewinne der WKA nach Leistungsklassen, 1991 - 2012

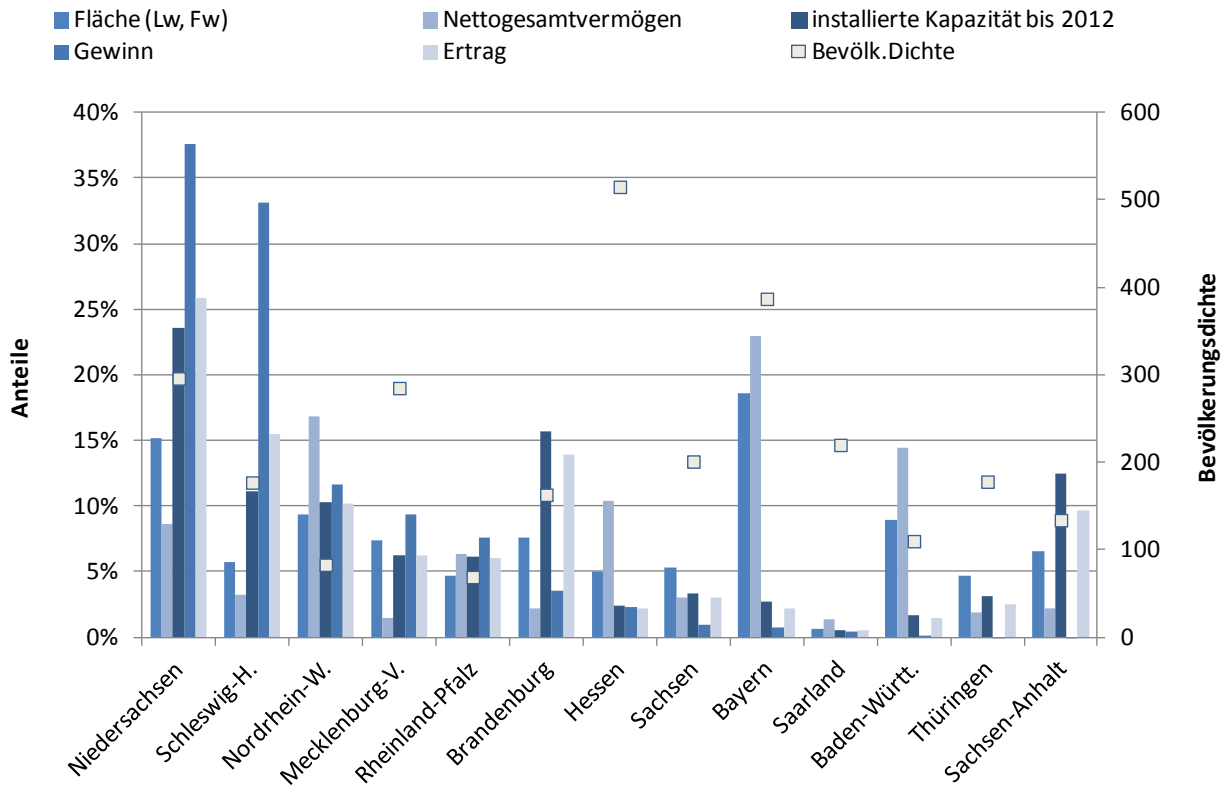


6.3 Diskussion der Ergebnisse

Die **Ergebnisse** veranschaulichen die räumliche Verteilung der installierten Kapazitäten, Erzeugung und Gewinne. Bei Wind befinden sich über drei Viertel der installierten Leistung in den nördlichen Bundesländern. Ähnliches gilt für Erträge und Gewinne. Diese Ungleichverteilung ist als Ergebnis der natürlichen Bedingungen zu sehen, die in der Ausgestaltung der Einspeisevergütungen kaum Berücksichtigung findet. Insgesamt liegen die jährlichen Gewinne (in 2012) der WKA bei rund 750 Mio Euro, wobei 38 % bei WKA mit Standort in Niedersachsen anfallen, 33 % in Schleswig-Holstein und 12 % in Nordrhein-Westfalen. Hingegen stehen in Niedersachsen nur 24 % der installierten Kapazitäten, in Schleswig-Holstein 11 %, in Nordrhein-Westfalen 10 %, dagegen aber in Brandenburg 16 % und in Sachsen-Anhalt 13 %.

Faktoren, die Einfluss auf die Standortwahl und Gewinne haben könnten, sind neben den natürlichen Windverhältnissen verfügbare Flächen für Windkraft. Die Flächenverfügbarkeit ist allerdings nicht allein abhängig von der Größe der land- und forstwirtschaftlichen Flächen sowie der Bevölkerungsdichte eines Bundeslandes, sondern insbesondere von der Raumplanung. Entsprechend zeigen die Daten zwischen installierten Kapazitäten und land- und forstwirtschaftlichen Flächen keine signifikante Korrelation (0,38) auf. Ein möglicher negativer Zusammenhang zwischen Bevölkerungsdichte und installierten Kapazitäten ist ebenfalls nicht zu erkennen; die Korrelation beträgt 0,03. Auch installierten Kapazitäten und Nettogesamtvermögen korrelieren nicht miteinander.

Abbildung 26: Anteile an Gesamtkapazität, -erzeugung, -gewinnen bei Windkraftanlagen (2012), Anteil an land- und forstwirtschaftl. Flächen (2012) und am Nettogesamtvermögen (2008) und an Gesamtbevölkerung (2008)



Quelle: eigene Berechnungen, Destatis 2010, 2013 und 2014

Somit scheinen die natürlichen Windverhältnisse sowie die Raumplanung wesentliche Einflussgrößen für die Standortwahl zu sein. Allerdings lassen sich die starke Abweichungen zwischen Gewinn- (Euro) und Ertragsanteilen (kWh) insbesondere bei den östlichen Bundesländern Brandenburg und Sachsen-Anhalt sowie den nördlichen Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen nur teilweise mit den natürlichen Windverhältnissen erklären. Weiter Gründe könnten in der Modellspezifikation liegen, wie beispielsweise die Annahme gleicher Kosten in allen Regionen.

Mit Blick auf die Kapazitätsgrößen und damit auf das Investitionsvolumen im Windbereich ist zu vermuten, dass dieses eher durch kapitalstarke Investoren, Fonds oder Genossenschaften getätigt wird. Dies bestätigen auch Arbeiten von Trend Research (2014), gemäß denen 2012 erneuerbare Energien-Anlagen insgesamt durch 12,5 % Banken/Fond, 14 % Projektierer, 14 % Gewerbe, 12 % große und regionale Versorgungsunternehmen sowie 35 % Privatpersonen und 11 % Landwirte finanziert werden. Im Bereich Wind (on shore) ist der Anteil der Privatpersonen an der Finanzierung der Investitionen deutlich höher (Trend Research 2011): in 2010 finanzierten Privatpersonen zu 51,5 % die bis dahin installierte Leistung (Anlagen < 500 kW), während Landwirte hierzu nur 2 % beitrugen, Projektierer einen Anteil von 21 % und Banken/Fond von 15,5 % erreichten. Dies ist lt. Trend Research (2011) mit der vergleichsweise geringen Investitionssumme, der Option „Bürgerbeteiligung“ oder „Bürgerwindparks“ sowie der hohen Anzahl von Einzelanlagen und kleinen Windparks zu erklären. Diese

Eigentümerstruktur dürfte sich im Zuge des weiteren Ausbaus mit größeren Windparks verschieben. Die in 2012 getätigten Investitionen untermauern diese Erwartung: 26 % der Investitionen wurde von Einzelbürgern, Bürgergesellschaften oder -beteiligungen finanziert (sehr wenige durch Genossenschaften), rund 41 % von institutionellen Investoren wie Banken oder Fonds und Gewerbe sowie 33 % von Energieversorgern (Trend Research und Universität Lüneburg 2013).

Die Abschätzung der Stromerzeugung und Gewinne erfolgt **modellgestützt**, wobei Eingangsdaten wie Installationszeitpunkt, Standort und Kapazität auf den tatsächlich installierten Windkraft-Anlagen beruht. Allerdings sind bei Wind im Anlagenstammregister nicht immer die einzelnen WKA aufgeführt, sondern auch mehrere WKA zusammengefasst. Dadurch ist die Nennleistung nicht immer klar zuordenbar. Der jeweilige Stromertrag der Anlage wird unter Berücksichtigung der Windgeschwindigkeiten nach PLZ-Gebieten sowie auf Basis ausgewählter Windkraftreferenzanlagen errechnet. Da sich im Windbereich durch lokale Merkmale (Höhenprofil, Rauigkeit) die Windgeschwindigkeiten innerhalb eines PLZ-Gebietes deutlich unterscheiden können, entstehen durch diese Abgrenzungseinheit erste Unschärfen in der Ertragsberechnung. Hinsichtlich der Einspeisevergütung wird die Möglichkeit der Inanspruchnahme der optionalen Marktprämie vernachlässigt. Die Vergütungshöhe für Strom wird auf Basis von Referenzanlagen ermittel, die je nach Installationsjahr, Nabenhöhe/Standort den im AStReg aufgeführten Kapazitäten zugewiesen werden. Somit bestimmen auch die Annahmen zu den technischen Daten die Ertragslage und können zu regionalen Unterschieden bei Erträgen und Kosten führen.

Hinsichtlich der Kosten sind über alle Regionen hinweg für den jeweiligen Referenzanlagentyp und Installationsjahr die gleichen Investitions- und Betriebsausgaben hinterlegt. Hiermit werden eventuelle regionale Kostenunterschiede vernachlässigt. Die Kapitalkosten orientieren sich an der Rendite langfristiger deutscher Staatsanleihen, da hier von Investoren ausgegangen wird, die eine gewisse Mindesterwartung an die Rendite ihrer Anlage haben. Letztendlich führen die getroffenen Annahmen und Eingrenzungen insgesamt lassen die Ergebnisse eine leichte Überschätzung der Einnahmen und Gewinnen vermuten.

7 Fazit

Ziel dieser Analyse ist die Abschätzung der Stromerzeugung aus PV- und Windkraft-Anlagen sowie der daraus erzielten Gewinne nach Bundesland. Die Abschätzung erfolgt modellgestützt, wobei entsprechende Annahmen zu ertragsrelevanten Faktoren angelegt werden. Die Ergebnisse beider Abschätzungen weisen hierbei ein deutlich räumliches Muster auf: während bei Solarstrom die beiden südlichsten Bundesländer rund zwei Fünftel der installierten Kapazitäten ausweisen, sind es bei Wind mit über drei Vierteln die nördlichen Bundesländer. Ähnliches gilt für Erträge und Gewinne. Diese Ungleichverteilung ist in erster Linie als Ergebnis der natürlichen Bedingungen zu sehen, wobei insbesondere bei PV-Anlagen die Verfügbarkeit von Dachflächen (landwirtschaftliche Gebäude) sowie bei Windkraftanlagen die Raum- und Strukturplanung deutlich Einfluss haben.

Trotz ungefähr gleich großer installierter Leistungen bei WKA und PV-Anlagen sowie einer deutlich geringeren Stromerzeugung durch PV-Anlagen, fallen 2012 insgesamt 750 Mio Euro an Gewinnen bei WKA an, bei PV-Anlagen rund 2,7 Mrd. Euro. Diese Gewinne müssen nicht zwangsläufig im Bundesland des Anlagenstandortes verbleiben, sondern können durchaus an Investoren in anderen Bundesländern fließen.

Während die Erzeugungs- oder Kapazitätsanteile der Bundesländer bei PV-Anlagen den Bevölkerungsanteilen und Anteilen bei Nettogesamtvermögen und Einfamilienhäusern entsprechen, ist bei Windkraftanlagen kein Zusammenhang – außer mit Windgeschwindigkeiten – erkennbar. Der Anteil von Privatpersonen, Landwirten, Bürgerbeteiligungen, -Initiativen oder Genossenschaften an den Investitionen oder installierten Kapazitäten ist insbesondere bei PV-Anlagen (knapp 63 % in 2010, TrendResearch 2011) hoch und deckt sich auch mit der bisherigen Struktur der installierten Leistungsklassen (46% bzw. 68% der Kapazität mit Anlagen <30 kW bzw. <100kW in 2010). Er weist jedoch mit einem 30 %-Anteil (TrendResearch et al. 2013) der Bürger an den Investitionen in neue Anlagen in 2012 sowie der Anlagengrößenentwicklung (28% der in 2012 installierten Kapazität mit Anlagen bis zu 40 kW) eine abnehmende Tendenz auf. Eine ähnliche Entwicklung ist auch bei Wind zu beobachten, wobei Bürger meist über Bürgerbeteiligungen und seltener über Genossenschaften oder als Einzeleigentümer an der Finanzierung beteiligt sind. Eine Unterscheidung der Windkraftparks in verschiedene Anlagengrößen über den Zeitverlauf ist nicht möglich, da die WKA teils aggregiert, teils einzeln erfasst wurden. Allerdings ist zu vermuten, dass in den Anfangsjahren des Windkraftausbaus zunächst Anlagen kleinerer Leistung durch Bürger erstellt wurden, aber mit zunehmendem Ausbau und Windparkgröße institutionelle Anleger und Energieversorger aktiv wurden.

Letztendlich verteilen sich die Gewinne bei der PV-Stromerzeugung auf mehrere Anlagen und Bürger, so dass vermutlich eine breitere Masse **direkt** von der EEG-Förderung profitieren kann. Dagegen ist bei Windkraft der direkte Anteil der Bürger an den Investitionen zwar geringer, jedoch profitieren die Bürger **indirekt** über den Erwerb von Beteiligungen/Anteilen an institutionellen Anlegern oder Energieversorgern. Insofern lässt sich schlussfolgern, dass

die Bürger durch die Marktförderung bei PV direkt an der Gewinnerzielung partizipieren können, bei Wind hingegen verstärkt indirekt über Aktien oder Beteiligungen – jedoch in beiden Fällen nicht zwangsläufig profitieren müssen.

Mit Blick auf das Kosten-Nutzen-Konzept ist festzuhalten, dass insgesamt in **unmittelbare und mittelbare Wirkungen** der Marktförderung durch das EEG zu unterscheiden ist. Die hier betrachteten **unmittelbaren** Effekte erfassen die Einnahmen und Gewinne der Betreiber bzw. Investoren von PV- und Windkraftanlagen. Die **mittelbaren** Effekte hingegen sind Folgewirkungen der erhöhten Nachfrage nach Anlagen und führen zu vermehrtem Einkommen bzw. Wertschöpfung in vor- und nachgelagerten Bereichen der Anlagenerstellung bei Handel, Dienstleistung und Industrie. Die Effekte der Nachfrage nach Installationen, Anlagenbau, Konstruktion, Betrieb, etc. sind hier nicht erfasst. Dies bedeutet jedoch, dass beispielsweise durch die starke Nachfrage nach PV-Anlagen in Bayern durchaus auch mittelbare Effekte bei den Anlagenbauern in den z.B. östlichen Bundesländern zu verzeichnen sein können. Dies gilt in umgekehrter Richtung auch für Wind. Beide Effekte wirken sich auf Steuereinnahmen aus, wie Stromsteuer, Mehrwertsteuer, Einkommen- und Gewerbesteuer im Bereich der Stromerzeugung (Diekmann et al. 2013) aber auch im vorgelagerten Bereichen der Anlagenerstellung, Wartung und Reparatur.

Eine weitere Verteilungswirkung entsteht durch die Belastung der Stromletztnachfrager wie Haushalte, Industrie und Gewerbe durch die EEG-Umlage. Während es für energieintensive Unternehmen Ausnahmeregelungen von der EEG-Umlagezahlung gibt –die letztendlich von den nicht begünstigten Endverbrauchen getragen werden müssen –, werden Haushalte je verbrauchter Stromeinheit gleich belastet. So sind Haushalte mit hohem Einkommen relativ gering belastet, während Haushalte in der unteren Einkommensgruppe in Relation zu ihrem Einkommen einen großen Teil der Belastungen tragen (siehe hierzu Lehr und Drosdowski 2013). Diese Belastung der Haushalte wird hier jedoch nicht den Einnahmen bzw. möglichen Gewinnen, die durch die EEG-Marktförderung erzielt werden können, gegenübergestellt.

Eine finale **Bewertung** der hier aufgezeigten **Verteilungswirkungen** ist abhängig von den als relevant erachteten Bewertungskriterien. Mit Blick auf eine effiziente Nutzung der vorhandenen (natürlichen) Ressourcen ist die Nord-Süd-Verteilung positiv zu werten, da hier eine effiziente Allokation der Anlagen entsprechend der Ressourcenverfügbarkeit erfolgt. Wird hingegen eine Gleichverteilung der Umweltbelastung (Landschaftsbild, Geräusch) angestrebt, manifestiert sich hier eine große räumliche Ungleichverteilung der installierten Anlagen – Konzentration der Anlagen in bestimmten Regionen –, die zu einer räumlich sehr ungleichen möglichen Belastung der Bevölkerung führen kann. Neben Allokationseffizienz und Umweltbelastung können auch sozioökonomische Aspekte wie (räumliche) Verteilung von Einkommen, Vermögensbildung oder Renditeerzielung betrachtet werden. Dazu sind nur bedingt Aussagen möglich, denn die Einnahmen und Gewinne, die durch die Anlagen erzielt werden, müssen nicht zwangsläufig im Bundesland des Anlagenstandortes ankommen, sondern können über Beteiligungen and Unternehmen, Fonds, Initiativen oder Genossenschaften ein anderes räumliches Muster als die Anlagenstandorte aufweisen.

Hinsichtlich des sozialen Musters, der Verteilung nach Akteuren, kann nur bei PV-Anlagen davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der bisherigen Investitionen durch Hauseigentümer direkt getätigt wurde, die ansonsten ihr Vermögen in Form von Spareinlagen oder Beteiligungen – möglicherweise auch indirekte Investition in EE-Anlagen – angelegt hätten. Ob nun eine direkte oder indirekte Beteiligung bestimmter sozialer Gruppen zu bevorzugen ist, kann nicht beurteilt werden. Allerdings ist zu bedenken, dass gerade Hauseigentümer nicht nur Eigenkapital sondern durch Kredite auch günstiges Fremdkapital für Investitionen in EE-Anlagen mobilisiert bzw. in Anspruch genommen haben. Mit Blick auf die Allokationseffizienz sind Großinvestitionen aufgrund der Skaleneffekte gegenüber Kleininvestoren, und damit Hauseigentümern, vorzuziehen. Inwieweit bei der Beurteilung der räumlichen und sozialen Verteilung der Wirkungen das Gleichheits-, Effizienz- oder ggf. sogar Bedarfsprinzip anzulegen ist, ist letztendlich über eine gesellschaftspolitische Diskussion zu klären.

8 Literaturverzeichnis

Bakalov, Peter (2012): Klassifikation von Standorten, Risiken (Due Diligence) und Repowering-Potential von Windkraftanlagen anhand von Projekt- und Betriebsdaten analysierter Windkraftprojekte. HAW Hamburg, Hamburg.

Berkhout, Volker; Faulstich, Stefan; Görg, Philip; Kühn, Paul; Linke, Katrin; Lyding, Philipp et al. (2013): Windenergiereport Deutschland 2012. Hg. v. Kurt Rohrig Dr. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Stuttgart. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-238578.html, zuletzt geprüft am 07.02.2014.

BMU (2002): Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Erfahrungsbericht zum EEG. Online im Internet: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht.pdf (23.08.2012).

BMU (2010): Vergütungssätze und Degressionsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 31.Oktober 2008 mit Änderungen vom 11. August 2010. Online im Internet: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_verguetungsdegression_bf.pdf (03.08.2012).

BMU 2013, Erneuerbare Energien in Zahlen (EEiZ). Online im Internet: http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/erneuerbare-energien-in-zahlen/

BMWi (2014): Zeitreihen zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in Deutschland; unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: Februar 2014. Online im Internet: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/agee-stat-zeitreihen,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xlsx

Breitschopf, B. und Diekmann, J. (2013): Verteilungswirkungen erneuerbarer Energien – Grundlagen, Systematik und methodische Ansätze zur Erfassung, Mai 2013. Online im Internet: http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/Systematik_Grundlagen_Verteilung.pdf

Christl, Arnulf (2013): PLZ - Seven. Online verfügbar unter http://arnulf.us/PLZ, zuletzt aktualisiert am 04.12.2013, zuletzt geprüft am 03.02.2014.

Destatis (2010): Wirtschaftsrechnungen: Einkommens- und Verbrauchsstichprobe Geld- und Immobilienvermögen sowie Schulden privater Haushalte in 2008, Fachserie 15, Heft 2

Destatis (2013): Statistisches Jahrbuch 2013

Destatis (2014): Fachserie 5, Reihe 3, 2014, Bautätigkeit und Wohnungen; Bestand an Wohnungen, 1.6 Wohnungen und Wohnfläche in Wohngebäuden in Deutschland in den Jahren 2002 – 2011

DEWI 2014; Statisitk: Gesamt installierte Leistung bei Windkraft zum 31.12.2013. Online im Internet: http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=66&L=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=132&cHash=20458a8ed0ed807920c5e31f04f93e6d

Diekmann, J., Großmann, A., Lehr, U. (2013): Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Steuern und Sozialabgaben; im Rahmen des Projektes „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“, Oktober 2013

Doganay, Tanju (2010): Projektierung von Photovoltaik-Großanlagen. GRIN Verlag GmbH, München.

DWD (2012):Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland. Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981-2010. Online im Internet:
http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Straka__Mittel__8110,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Straka_Mittel_8110.pdf
(10.10.2012).

EEG12 Deutscher Bundestag, (2012): Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeug ung aus erneuerbaren Energien. EEG 2012, vom 28.07.2011. Fundstelle: BGBl. I Nr.42, S. 1634. Online verfügbar unter:
http://www.bgbl.de/Xaver/media.xav?bk=Bundesanzeiger_BGBl&name=bgbl%2FBundesgesetzblatt%20Teil%20I%2F2011%2FNr.%2042%20vom%2004.08.2011%2Fbgbl111s1634.pdf#statusbar=0&messages=0&navpanes=0,
zuletzt geprüft am 07.03.2014.

Eurostat 2014, Zeitreihen zu Renditen langfristiger Staatsanleihen Deutschland

Fuhs, Walther (2000): Photovoltaik- Stand und Perspektiven. FVS/DGS. Online im Internet: http://www.fv-sonnenenergie.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2000-1/th2000-1_01_02.pdf (17.07.2012).

Haase, Christian; Podewils, Christoph (2011): Wirkungsgrade und Zellen von Modulen. In: Photon - Das Solarstrom Magazin (02), S. 60–61.

Hanus, Bo & Stempel, Ulrich (2007): Solarenergie im Haus. Franzis Verlag GmbH, Poing.

Hau, Erich (2008): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 4., vollst. neu bearb. Aufl. Berlin: Springer

http://www.rosalux.de/fileadmin/rls_uploads/pdfs/Themen/Nachhaltigkeit/RLS-Studie_Energieintensive_Industrie.pdf (18.07.2012).

ISI, GWS, IZES, DIW (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Barbara Breitschopf, Marian Klobasa, Frank Sensfuß, Jan Steinbach, Mario Ragwitz, Ulrike Lehr, Juri Horst, Uwe Leprich, Eva Hauser, Jochen Diekmann, Frauke Braun, Manfred Horn. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, März 2010.

Konrad, Frank (2008): Planung von Photovoltaik-Anlagen. 2. erweiterte Auflage. GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden.

Kühn, Paul (o.J.) (2014): Windmonitor. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik - IWES. Online verfügbar unter http://www.windmonitor.de/, zuletzt geprüft am 30.01.2014

Langreder, W.; Bade, P. (2011): Der Wind. In: Robert Gasch und Jochen Twele (Hg.): Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 7. Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner (Studium), S. 122–179

Lehr, U. und Drosdowski, Th. (2013): Soziale Verteilungswirkungen der EEG-Umlage. GWS Discussion Paper 13/3, Osnabrück, im Internet: http://www.gws-os.com/discussionpapers/gws-paper13-3.pdf

Manwell, J. F.; McGowan, J. G.; Rogers, Anthony L. (2009): Wind energy explained. Theory, design and application. 2nd ed. Chichester, U.K: Wiley.

Mertens, Konrad (2011):Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. Carl Hanser Verlag. München, 2011.

Nguyen, Thi Phuong Hoa & Schanz, Sebastian (2010): Zur Vorteilhaftigkeit von Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung der Besteuerung. In: Blaufus, Kay et. al. (Hg.): Diskussionsbeiträge zur Quantitativen Steuerlehre. Arbeitskreis Quantitative Steuerlehre arqus e.V., Berlin.

Panzer, Christian (2012): Investment costs of renewable electricity technologies, The impact of learning effects and volatile energy and raw material prices. Südwestdeutscher Verlag für Hochschulschriften, GmbH und Co. KG, Saarbrücken.

Prinz, Christian (2010): Zukunftsweisende Stadtplanung durch Photovoltaik: Das Potential der Photovoltaik in der Stadt Hamburg. Diplomica Verlag GmbH, Hamburg.

Quaschning, Volker (2011): Regenerative Energiesysteme, Technologie- Berechnung-Simulation. 7. aktualisierte Auflage.Hanser-Verlag, München.

Rehfeldt, Knud; Wallasch, Kathrin; Lüers, Silke (2013): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Hg. v. Deutsche WindGuard GmbH. Varel. Online verfügbar unter www.windguard.de/pr-veroeffentlichungen-windenergie-statistik/windenergie-statistik/, zuletzt geprüft am 18.02.2014

Schubert, Gerda (2012): Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa. In: 12. Symposium Energieinnovation „Alternativen für die Energiezukunft Europas“. 12. Symposium Energieinnovation „Alternativen für die Energiezukunft Europas“. Graz, 15.-17.02.2012. Graz University of Technology; im Internet: http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/kf/KF_Schubert.pdf

Šúri, Marcel et. al. (2007): Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. Solar Energy 81 (2007)1295-1305.

Trend Research (2011): Marktakteure Erneuerbaren-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung, August 2011, KNI; Online im Internet:
http://www.kni.de/media/pdf/Marktakteure_Erneuerbare_Energie_Anlagen_in_der_Stromerzeugung_2011.pdf.pdf

Trend Research (2014): Anteile einzelner Marktakteure an Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Deutschland; Online im Internet: http://www.trendresearch.de/studien/16-0188-2.pdf?41c6806d6a74510c0999bb1089420467

Trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013):Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland im Auftrag der Initiative „Die Wende – Energie in Bürgerhand“, Agentur für Erneuerbare Energien, Oktober 2013

Troen, Ib; Petersen, Erik Lundtang (1989): European Wind Atlas. Published for the Commission of the European Communities Directorate-General for Science, Research and Development Brussels, Belgium. Roskilde (DK): Risø National Laboratory

Twele, J.; Liersch, J. (2011): Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen. In: Robert Gasch und Jochen Twele (Hg.): Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 7. Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner (Studium), S. 505–543

ÜNB (2013): EEG-Jahresabrechnung 2013, http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm

Wagner, Andreas (2010): Photovoltaik Engineering. Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung. 3. Erweiterte Auflage. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg.

Wirth, Harry (2012): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg. Online im Internet: http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Fakten%20zur%20PV%20120202.pdf (16.08.2012).

9 Anhang

Anhang 1:

Das vertikale Profil der Windgeschwindigkeiten in der für Windenergienutzung relevanten atmosphärischen Grenzschicht und insbesondere der bodennahen Prandtl-Schicht hängt neben der im vorigen Abschnitt ermittelten Rauigkeit der Umgebung in hohem Maße von der vertikalen Temperaturschichtung, der Feuchtigkeit (Hau 2008), sowie von Hindernissen und der Topographie des Geländes ab. (Langreder et al. 2011) Für eine exakte Bestimmung des momentanen vertikalen Profils ist die Kenntnis dieser Parameter also unerlässlich. So lässt sich bei neutraler Schichtung der Atmosphäre, ebener Landschaft und einheitlicher Rauigkeit der Umgebung das vertikale Profil nach dem Exponentialansatz von Hellman wie in Formel 8.1 approximieren.

Formel 8.1: Hellmann Ansatz

$$\frac{v(z_1)}{v(z_2)} = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^{\alpha}$$

v= Windgeschwindigkeit ; z = Referenzhöhe ; α = Hellman Exponent

Quelle: Langreder et al. 2011, S. 128

Der Hellman-Exponent α ist hierbei allerdings wiederum variabel und abhängig von der Höhe, der Rauigkeit und der atmosphärischen Schichtung. (Langreder et al. 2011) Für neutrale Schichtungen sei hier auf eine Ausarbeitung von Bakalov (2012) bzw. für variable Schichtungen auf eine Modellierung von Schubert (2012) verwiesen. Im Rahmen dieser Arbeit kann aufgrund der fehlenden Daten zu Temperaturschichtung, Luftfeuchtigkeit, Hindernissen und Topographie keine solch genaue Berechnung des vertikalen Profils für jede WKA erfolgen. Dies ist nach Hau auch nicht notwendig, da „Der längerfristig statistisch zu erwartende Mittelwert [der Windgeschwindigkeit] in einer gewissen Höhe [...] dagegen weitgehend von der Rauigkeit der Erdoberfläche bestimmt [wird]“ (Hau 2008, S. 515). Daher wird für die weitere Berechnung auf die ermittelten Rauigkeitslängen sowie auf das logarithmische Profil nach Formel 8.2 zurückgegriffen. Für dieses sind lediglich Kenntnisse über die Rauigkeitslänge z_0 des Standortes sowie die Windgeschwindigkeit $v(z_1)$ in der Referenzhöhe z_1 notwendig.

Formel 8.2: Logarithmisches Profil

$$v(z_2) = v(z_1) * \frac{\ln\left({}^{z_2}/_{z_0}\right)}{\ln\left({}^{z_1}/_{z_0}\right)}$$

v= Windgeschwindigkeit ; z = Referenzhöhe ; z_0 = Rauigkeitslänge α = Hellman Exponent

Quelle: Langreder et al. 2011, S. 129

Für die Verwendung des logarithmischen Höhenprofils wird im Folgenden die neutrale Schichtung der Atmosphäre, flaches, ebenes Gelände, sowie einheitliche Rauigkeit

angenommen, da es streng genommen nur hierfür definiert ist. Gerade bei neueren WKA kommt es dabei zu Abweichungen, da diese mit Nabenhöhen von mehr als 100 Metern bereits oberhalb der bodennahen Prandtl-Schicht arbeiten. Nach Hau werden dabei die mittleren Windgeschwindigkeiten in Höhen über 100 Meter mit dem logarithmischen Ansatz unterschätzt. (Hau 2008) Kritisch ist auch die Annahme der ebenen Umgebung zu sehen, da gerade bei Standorten im Mittelgebirge eine Überhöhung der Windgeschwindigkeit wie sie auf Bergkuppen stattfindet (Manwell et al. 2009) durch das logarithmische Profil nicht berücksichtigt und die Erträge somit unterschätz werden.

Anhang 2

Da es trotz der hohen Anzahl an Referenzanlagenkonfigurationen zu Abweichungen in Bezug auf die Nabenhöhe kommen kann, wird nach der Identifikation der Vergleichsturbine der entsprechende Referenzertrag durch einen Korrekturfaktor k_1 reduziert. Der Korrekturfaktor ergibt sich aus dem Verhältnis der windgeschwindigkeitsabhängigen Leistungen in den voneinander abweichenden Nabenhöhen zu.

Formel 8.3: Korrekturfaktor für abweichende Nabenhöhen

$$k_1 = \left(\frac{\ln\left(\frac{h_{hist}}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{h_{Ref}}{z_o}\right)} \right)^3$$

Mit:

h_{hist} = *Durchschnittlichen Nabenhöhe nach historischer Entwicklung*
h_{Ref} = *Nabenhöhe der Referenzanlage*
z_0 = *Rauigkeitslänge der Region*

Darüber hinaus wird der Referenzertrag bei Abweichender Nennleistung nach unten korrigiert.

Formel 8.4: Korrekturfaktor für abweichende Nennleistungen

$$k_2 = {P_N}/{P_{NRef}}$$

Anhang 3

Für die exakte Berechnung der Energieerträge einer WKA sind langjährige Messreihen der vorherrschenden Windgeschwindigkeiten am Standort notwendig, um durch anschließende Klassifizierung der gemessenen Geschwindigkeiten eine empirische, diskrete Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit ermitteln zu können. Unter Verwendung dieser Häufigkeitsverteilung ergibt sich der jährliche Energieertrag wie in Formel 8.5 zu:

Formel 8.5: Jahresenergieertrag empirisch

$$\boldsymbol{E = 8760h * c_{av} * \sum_{v_i=v_e}^{v_a} P_{el}(v_i) * h(v_i)}$$

Quelle: vgl. Hau 2008

Mit:

E = *Jahresenergieertrag (kWh)*
c_{av} = *relative technische Verfügbarkeit der WKA*
$P_{el}(v)$ = *Elektrische Leistung der WKA bei Windgeschwindigkeit v laut Leistungskennlinie*
h(v) = *relative Häufigkeit der Windgeschwindigkeitsklasse*
v_e = *Einschaltwindgeschwindigkeit*
v_a = *Abschaltwindgeschwindigkeit*

Liegen keine Messreihen vor, kann die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten auch analytisch durch eine Weibullfunktion wie in Formel 8.6 beschrieben werden, wobei die entsprechenden Parameter Datenbanken wie dem Europäischen Windatlas entnommen werden können. (Troen et al. 1989)

Formel 8.6: Weibull-Verteilung

$$f_W(v) = \frac{k}{A} * \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} * \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^{k}\right)$$

Quelle: Langreder et al. 2011, S. 141

Mit:

$f_W(v)$ = *relative Häufigkeit der Windgeschwindigkeit v*
k = *Formparameter*
A = *Skalierungsfaktor*

Da dieser Arbeit lediglich die Daten der mittleren Windgeschwindigkeiten zugrunde liegen und keine Ermittlung der beschriebenen Verteilungsparameter für jeden im ASV gelisteten WKA-Standort geleistet werden kann, wird in Anlehnung an Langreder et al. (2011) im Folgenden von einem Formparameter k = 2 für Mitteleuropa und somit für ganz Deutschland ausgegangen. Nach Hau (2008) kann davon ausgegangen werden, dass dieser Parameterwert wegen dessen Empfehlung in der IEC-Richtlinie (61400-12-1) auch den verwendeten Referenzerträgen zugrunde liegt. Für die Annahme von k = 2 vereinfacht sich die Weibullverteilung zu einer Rayleighverteilung wie in Formel 8.7.

Formel 8.7: Rayleigh-Verteilung

$$f_R(v) = \frac{\pi}{2} * \frac{v}{(\bar{v})^2} * \exp\left(-\frac{\pi}{4} * \left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right)$$

Quelle: Langreder et al. 2011, S. 143

Mit:

$\bar{v}$ = *Jahresdurchschnittliche Windgeschwindigkeit*

Für die analytischen Ansätze ergibt sich der Jahresenergieertrag dann aus:

Formel 8.8: Jahresenergieertrag analytisch

$$E = 8760h * c_{av} * \int_{v_e}^{v_a} f_{W/R}(v) * P_{el}(v)\, dv$$

Quelle: vgl. Langreder et al. 2011

Mit:

ve = Einschaltwindgeschwindigkeit

va = Abschaltwindgeschwindigkeit

Wegen der tabellarisch und somit diskret vorliegenden Leistungskennlinien der Referenzturbinen wird in der vorgenommenen Modellierung trotz Verwendung der Rayleighfunktion der Summenansatz nach Formel 8.5 verwendet. Explizit berechnet sich der durchschnittliche Jahresenergieertrag dann zu

Formel 8.9: Jahresenergieertrag im Modell

$$E = 8760h * \ c_{av} * \sum_{v_i=v_e}^{v_a} \left(\frac{P_{el}(v_i) + P_{el}(v_{i-1})}{2} \right) \ * \ (F_R(v_i) - F_R(v_{i-1}))$$

Mit:

c_{av} = relative technische Verfügbarkeit der WKA

$P_{el}(v_i)$= Elektrische Leistung der WKA bei Windgeschwindigkeit v_i laut Leistungskennlinie

$F_R(v_i)$ = Summenhäufigkeit der Rayleighverteilung bei Windgeschwindigkeit v_i

v_e = Einschaltwindgeschwindigkeit

v_a = Abschaltwindgeschwindigkeit

Anhang 4

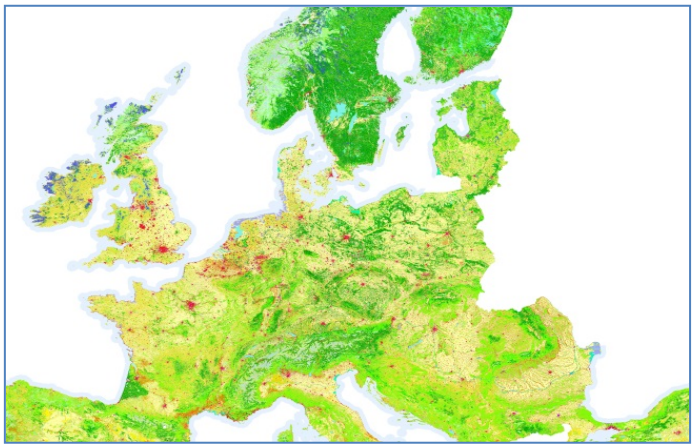
Renditen 20-jähriger Staatsanleihen, Eurostat 2014

Jahr	Rendite
1991	9%
1992	8%
1993	6%
1994	7%
1995	7%
1996	6%
1997	5%
1998	4%
1999	4%
2000	4%
2001	4%
2002	4%
2003	4%
2004	4%
2005	4%
2006	4%
2007	4%
2008	5%
2009	4%
2010	4%
2011	4%
2012	3%

Anhang 5

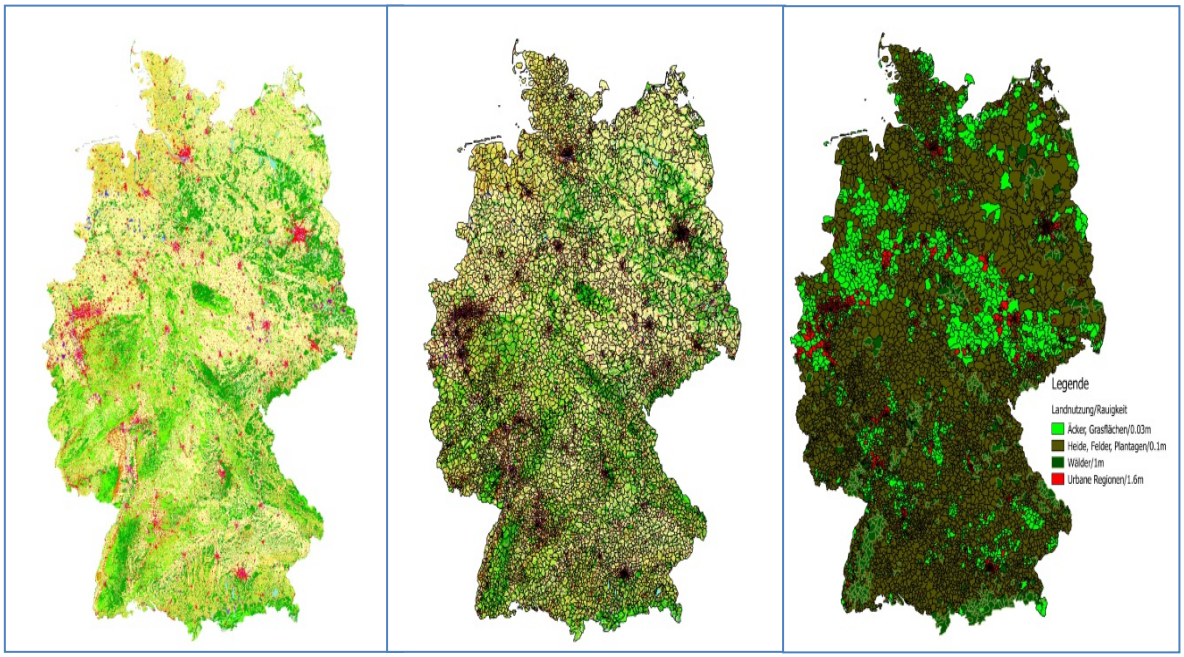
Anlagenstandort das logarithmische Profil verwendet. Dieses setzt als bekannten Parameter die Rauigkeitslänge z_0 voraus. Die Rauigkeitslänge gibt dabei die Höhe über dem Boden an, bei der die Windgeschwindigkeit aufgrund der Reibung der Luftmassen an der Erdoberfläche den Wert null annimmt. Je rauer die Umgebung und umso größer somit die Rauigkeitslänge ist, desto geringer ist die Windgeschwindigkeit in konstanter Höhe über dem Boden. Bei sehr glattem Gelände wie ruhigen Wasser- oder Schneeflächen sinkt die Rauigkeitslänge auf Werte zwischen 0,0001 bis 0,001 Meter, nimmt in Wäldern oder Stadtkernen dagegen Werte von einem Meter und mehr an. In Anlehnung an Manwell et al. (2009), Langreder et al. (2011), sowie Hau (2008) wird für das weitere Vorgehen die in nachfolgender Tabelle dargestellte Klassifizierung der Landschaftstypen getroffen.

Abbildung 27: Landnutzung EU



Quelle: EEA 2013

Abbildung 28: a)Landnutzung b)PLZ-Gebiete c)Durchschn. Landnutzung



Quelle: EEA 2013, Christl 2013, Eigene Darstellung

Tabelle 6: Rauigkeitslängen

Geländetyp	z0 [m]
Ackerland und Grasflächen	0,03
Heide, Felder, Obstplantagen	0,1
Wald	1
Stadtkerne	1.6

Für die genaue Bestimmung des Geländetyps und der Rauigkeit ist prinzipiell eine Standortanalyse oder zumindest die Kenntnis des exakten Anlagenstandortes notwendig. Da

das ASV keine GPS-Koordinaten oder ähnliche georeferenzierte Standortdaten der Erzeugungseinheiten bereitstellt, wird wie bei den Windgeschwindigkeiten auf eine deutlich gröber auflösende Berechnung von durchschnittlichen Rauigkeitslängen für ganze Postleitzahlgebiete zurückgegriffen. Hierfür wird mithilfe des Open Source Geoinformationssystems QGIS (QGIS Development Team 2013) die Landnutzung Deutschlands auf Basis des CORINE Land Cover 2006 in Version 16 (European Environment Agency (EEA) 2013) analysiert. Dieser Rasterdatensatz stellt die Landnutzung der Europäischen Union in 100x100 Meter-Quadraten farbkanalcodiert zu Verfügung. In Abbildung 27 ist die Visualisierung des verwendeten Kartenmaterials mittels QGIS dargestellt und zeigt die unterschiedliche Landnutzung wie Wälder (grün) oder urbane Regionen (rot).

Wie Abbildung 28a) illustriert, werden zunächst die Daten für die Landnutzung in Deutschland isoliert. Daurauf folgt die Projektion der Postleitzahlgebiete Deutschlands auf Basis eines frei zugänglichen Datensatzes nach Christl (2013). Mithilfe eines in QGIS implementierten Analysealgorithmus lassen sich im Anschluss statistische Erhebungen über die Landnutzung innerhalb der projizierten PLZ-Gebiete durchführen. Dank der im CLC2006 angewandten Codierung der Nutzungsarten in 255 Farbkanäle, ist die Berechnung des arithmetischen Mittels dieser Farbindices für jede Postleitzahl möglich. Gemäß der Abbildung 28b) kann in einem letzten Schritt jeder Postleitzahl und der zugehörigen durchschnittlichen Landnutzung eine entsprechende Rauigkeitslänge und dieser zur Visualisierung wiederum ein Farbwert zugeordnet werden, wie in Abbildung 28c) geschehen. Diese Aggregation stellt gerade für sehr große Postleitzahlgebiete und solche mit anteilsmäßig großflächigen Gewässern eine sehr grobe Abschätzung der tatsächlichen Verhältnisse dar. Für letztere wurde eine Rauigkeitslänge von 0,1 Meter angenommen.