

---

# Effekte regional verteilter sowie Ost-/West- ausgerichteter Solar- stromanlagen

---

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte  
verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

---

**KURZSTUDIE**

---

**Agora**  
Energiewende



---

# Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

---

## IMPRESSUM

---

### KURZSTUDIE

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte  
verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

### ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende  
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung:  
Daniel Fürstenwerth  
daniel.fuerstenwerth@agora-energiewende.de

Christoph Podewils  
christoph.podewils@agora-energiewende.de

### DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE  
Niklas Kreifels, Sven Killinger, Johannes Mayer,  
Raphael Hollinger, Dr. Christof Wittwer  
Heidenhofstraße 2 | 79110 Freiburg im Breisgau

Redaktion: Mara Marthe Kleiner  
Satz und Korrektorat: Infotext GbR | Berlin

**045/08-S-2014/DE**

Veröffentlichung: Juni 2014

---

### BEGLEITKREIS

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Beitrag.

Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt ausschließlich bei Agora Energiewende.

# Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Bau neuer Solaranlagen folgte bisher dem Prinzip, dass die einzelne Anlage möglichst viele Kilowattstunden Strom produzieren sollte. Die Ursache liegt im Erneuerbare-Energien-Gesetz, das jede produzierte Kilowattstunde Solarstrom – abhängig vom Errichtungsdatum der Anlage – gleich honoriert. Das Ergebnis dieser Regelung: Die Solaranlagen sind mehrheitlich im Süden Deutschlands errichtet worden und die meisten sind nach Süden ausgerichtet. In Zukunft wird es aber nicht nur darauf ankommen, dass eine Kilowattstunde Strom möglichst günstig produziert wird, sondern auch darauf, sie möglichst günstig ins System zu integrieren. So kann etwa ein weiterer Photovoltaikzubaue in Regionen von Bayern, wo bereits heute knapp 40 Prozent der Photovoltaikpotenziale ausgeschöpft sind, hohe Verteilnetzausbaukosten mit sich bringen – im Gegensatz etwa zu Berlin, wo nur 1,5 Prozent der Photovoltaikpotenziale genutzt sind. Zudem scheint die Sonne über Deutschland nicht einheitlich, sodass ein verteilter Ausbau die Solarstromerzeugung vergleichmäßigen würde. Darüber hinaus hätte es für das Stromsystem deutliche Vorteile, wenn neue Photovoltaikanlagen nach Osten und

Westen ausgerichtete wären – anstatt wie bisher nach Süden. Denn so würde die Erzeugung dieser Anlagen ihr Maximum am Vormittag und am Nachmittag erreichen – und nicht mittags wie die bisherigen Photovoltaikanlagen. Auch dies hätte eine Vergleichmäßigung der Solarstromerzeugung zur Folge.

Agora Energiewende hat daher das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE beauftragt, diese Effekte genauer zu untersuchen, um den *Trade-off* zwischen höheren spezifischen Stromerzeugungskosten einerseits, aber niedrigeren Gesamtsystemkosten auf der anderen Seite besser zu verstehen. Die Erkenntnisse dieser Studie können insofern zur Entwicklung von Ausschreibungsmodellen zur Förderung von Strom aus Photovoltaik beitragen, aber auch Hinweise für eine mögliche Revision der bisher einheitlich festgesetzten Vergütungssätze für die Kilowattstunde Solarstrom liefern.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr Dr. Patrick Graichen

Direktor Agora Energiewende

## Die Ergebnisse auf einen Blick

1.

Die Gestehungskosten von Solarstrom unterscheiden sich um bis zu 20 Prozent innerhalb von Deutschland. Bedingt durch Unterschiede in der Sonneneinstrahlung in verschiedenen Regionen erzeugt eine Photovoltaikanlage je nach Standort mehr oder weniger Strom. Die derzeitige einheitliche Vergütung der erzeugten Energie begünstigt die Konzentration der Anlagen in Süddeutschland, sie führt zu Unter- beziehungsweise Überförderung.

2.

Ein geografisch verteilter Photovoltaikzubaue sowie die Ausrichtung von Photovoltaikanlagen nach Osten und Westen führen zwar zu höheren Stromgestehungskosten, bieten aber durch eine gleichmäßigere Stromeinspeisung Vorteile für das Stromsystem. Wesentliche Vorteile sind ein höherer Marktwert des erzeugten Stroms, geringere Kosten für den Ausbau der Verteilnetze und niedrigere Anforderungen an die Flexibilität von regelbaren Kraftwerken und auf Verbraucherseite. Bisher werden diese Vorteile für das Stromsystem nicht gegen die höheren Stromgestehungskosten abgewogen.

3.

Eine nicht regional differenzierte Ausschreibung kann zu einer Konzentration von Photovoltaikanlagen in wenigen Regionen führen. Bei zukünftigen Ausschreibungen für Photovoltaikfreiflächenanlagen ist sicherzustellen, dass günstige Stromgestehungskosten nicht durch Ausgaben an anderer Stelle – etwa für den Netzausbau – erkaufte werden.

4.

Ein kleiner Teil der Pilot-Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen sollte so angelegt werden, dass der systembedingte Wert der Ost-West-ausgerichteten Anlagen im Ergebnis der Auktion zu Tage tritt. Erkenntnisse aus solchen Pilotausschreibungen könnten ebenfalls für die Weiterentwicklung der Vergütungssysteme für Dachanlagen genutzt werden.



---

# Inhalt

---

---

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>4</b>
1.1	Ausgangssituation	4
1.2	Aufgabenstellung	4
1.3	Szenarienbildung	4
1.4	Systemtechnische Ergebnisse	4
1.5	Kostenseitige Ergebnisse	5
<b>2</b>	<b>Motivation / Aktuelle Situation bei PV und Windkraft</b>	<b>7</b>
2.1	Geografische Verteilung von PV und Windkraft	7
2.2	Standortabhängiger Mehrertrag	8
2.3	Ausrichtungsabhängiger Mehrertrag	8
2.4	Solar-Referenzertragsmodell	9
<b>3</b>	<b>Die sieben Fragen zur Bewertung im Überblick</b>	<b>10</b>
3.1	Ziel und Vorgehen	10
3.2	Die Leitfragen	10
<b>4</b>	<b>Erstellung von drei Ausbaupfaden</b>	<b>11</b>
4.1	Ausbaupfad „Business as usual“	11
4.2	Ausbaupfad „Bevölkerung“	11
4.3	Ausbaupfad „Ost-West“	12
<b>5</b>	<b>Technische Analyse</b>	<b>13</b>
5.1	Jahresenergiemengen	13
5.2	Erzeugungs- und residuale Last-Charakteristiken	14
5.3	Gradienten der Erzeugung und der residualen Last	15
<b>6</b>	<b>Kostenseitige Analyse</b>	<b>17</b>
6.1	Investitionskosten	17
6.2	PV-Wertigkeit	18
6.3	Verteilnetz	20
6.4	Regionale Stromgestehungskosten heute	21
<b>7</b>	<b>Fazit / Ausblick</b>	<b>22</b>
<b>Anhang</b>		<b>24</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>		<b>25</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>		<b>26</b>
Tabellenverzeichnis		27

---

# 1 Zusammenfassung

## 1.1 Ausgangssituation

- Es gibt in Deutschland derzeit eine Konzentration von Photovoltaikanlagen im Süden und im äußeren Osten und Westen der Bundesrepublik. Die installierte Photovoltaikleistung pro Kopf liegt je nach Bundesland zwischen 0,05 und 2,5 Kilowatt Peak.
- Photovoltaikanlagen in Süddeutschland erzielen die höchste Rendite, da die Globalstrahlung im Jahresmittel um bis zu 22 Prozent höher liegt als in anderen Landesteilen (1.209 Kilowattstunden gegenüber 987 Kilowattstunden).
- Die höchste Rendite pro Region erreichen südausgerichtete Anlagen, da die Jahresenergiemenge hier am größten ist.

## 1.2 Aufgabenstellung

Welche Auswirkungen hat ein regional gleichmäßiger verteilter Zubau von Photovoltaikanlagen auf das Energiesystem? Wie wirken sich Anlagen aus, die anstatt nach Süden nach Osten beziehungsweise Westen ausgerichtet sind? Lassen sich aus solchen Ausbaupfaden Vorteile gegenüber dem bisher vorrangig nach Süden ausgerichteten und im Süden stattfindenden Ausbau ziehen?

Das sind die übergreifenden Fragen, denen wir in dieser Kurzstudie nachgegangen sind. Hierzu wurde insbesondere untersucht, in welchem Verhältnis die systemdienlichen Effekte alternativer Ausbaupfade zu den zu erwartenden Ertragsverlusten stehen.

Um der Beantwortung dieses komplexen Themas zu begegnen, haben wir **sieben** wichtige Aspekte beziehungsweise Subfragen identifiziert – drei rein systemtechnische und vier auf der Kostenseite.

Die **drei** systemtechnischen Fragen befassen sich mit dem **Energieertrag**, der **zeitlichen Verlagerung** der Stromproduktion und mit den **Gradienten** der Photovoltaikerzeugung und der residualen Last.

Die **vier** kostenseitigen Fragen befassen sich mit:

- den Unterschieden bei den **Investitionskosten**,
- der **Wertigkeit des Solarstroms**,
- den Einflüssen auf die **Verteilnetzkosten** und
- den je nach Region und Einstrahlung unterschiedlichen **Gestehungskosten** für Solarstrom.

## 1.3 Szenarienbildung

Zur Bewertung und Beantwortung dieser Fragen wurden drei Ausbauszenarien entwickelt:

- Im **Referenzszenario „Business as usual“** wird die relative Verteilung der heute installierten Photovoltaikanlagen auf die einzelnen Regionen fortgeschrieben. Es wird von einer reinen Südausrichtung der Anlagen ausgegangen.
- Im **Szenario „Bevölkerung“** erfolgt der Zubau anhand der Bevölkerungsverteilung respektive Bevölkerungsdichte. Alle Anlagen sind vereinfachend wie im Referenzszenario nach Süden ausgerichtet.
- Im **Szenario „Ost/West“** orientiert sich der Zubau ebenfalls an der Bevölkerungsverteilung; die zugebauten Anlagen sind jedoch nach Osten und Westen ausgerichtet.

In jedem der drei Szenarien wurde die gleiche Menge an zugebauter Kapazität angenommen; für die kostenseitigen Analysen wurde eine Korrektur zum Ausgleich der unterschiedlichen erzeugten Energiemengen vorgenommen.

## 1.4 Systemtechnische Ergebnisse

Es gibt hinsichtlich des solaren **Energieertrags** nicht nur zwischen den **Bundesländern** erhebliche Unterschiede (wie oben beschrieben), sondern auch innerhalb der Bundesländer. In den beiden Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg finden sich die attraktivsten Solarstandorte in Deutschland, jedoch unterscheiden sich die guten und schlechteren Standorte innerhalb dieser Bundesländer zum Teil erheblich.

Der **Minderertrag** einer **Ost/West-ausgerichteten Photovoltaikanlage** gegenüber einer südausgerichteten Anlage beträgt nach unseren Simulationen circa 19 Prozent bei gleicher installierter Modulleistung. Hierdurch wurde der jährliche Energieertrag im Ost/West-Szenario reduziert.

Es zeigen sich auch **positive** systemische Auswirkungen gegenüber dem Referenzszenario in Form **niedrigerer Erzeugungsspitzen** und einer **Streckung der Photovoltaikerzeugung** in die Morgen- und Abendstunden. Des Weiteren gibt es eine deutliche Reduktion der maximalen **Gradienten**<sup>1</sup> der Photovoltaikerzeugung und der Residuallast als auch der Häufigkeit an sehr hohen Gradienten um 94 Prozent beziehungsweise 38 Prozent. Letztere sind beachtenswert, da grundsätzlich für höhere Gradienten auch eine höhere regelbare Kraftwerksleistung vorgehalten werden muss. Reduzieren sich die Gradienten, so lassen sich systemseitig Kosten einsparen, weil insgesamt weniger Leistung vorgehalten und zudem die restliche residuale Leistung auch noch weniger häufig abgerufen werden muss.

## 1.5 Kostenseitige Ergebnisse

Zur Beantwortung der **vier** kostenseitigen Bewertungen wurden die Ausbaupfade „Bevölkerung“ und „Ost/West“ energetisch korrigiert, das heißt ein Prozent beziehungsweise elf Prozent mehr Photovoltaikleistung installiert als im Referenzszenario, sodass alle drei Ausbaupfade die gleiche jährliche Photovoltaikstromproduktion aufweisen.

Bei der Investition in eine Ost/West-Anlage können hierbei circa fünf Prozent der Systemkosten gegenüber Südanlagen bei gleicher Modulleistung eingespart werden. Diese werden bei den Wechselrichtern, den Solarkabeln, der Umzäunung, der Pacht und den Trägergestellen erzielt. Dadurch wachsen die **Investitionskosten** des Ausbaus im Ost/West-Szenario gegenüber dem Referenzszenario weniger stark an, als es

die zusätzlich benötigte Modulleistung zum Ausgleich des Ertragsverlusts vermuten lässt.

Den erhöhten Ausbaukosten sowohl im Bevölkerungs- als auch im Ost/West-Szenario stehen Vorteile im Verteilnetzausbau und in der Wertigkeit des Solarstroms (PV-Wertigkeit) gegenüber: Hierdurch können die Mehrkosten durch den Ertragsverlust weiter gesenkt werden.

Untersuchungen zur **PV-Wertigkeit** zeigen erhebliche Marktwertvorteile eines Ost-West-Szenarios in der Zukunft. Diese können in Zukunft in einer ähnlichen Größenordnung wie die zusätzlichen Ausbaukosten liegen. Für einen Investor gibt es jedoch bei heutiger Struktur keinen Anreiz, in Ost/West-Anlagen zu investieren, sofern der Strom ausschließlich über das EEG vermarktet wird und keine Eigenverbrauchsvorteile die Ost/West-Ausrichtung begünstigen sowie mögliche Vorteile bei der Flächennutzung unberücksichtigt bleiben. Die Direktvermarktung erlaubt zwar das Heben von Marktwertgewinnen, allerdings kommt sie für Anlagen mit einer Leistung von weniger als rund 200 Kilowatt bislang nicht in Betracht, da es hierfür keine Direktvermarkter gibt. Überdies würden die Vorteile in dem Maße schwinden, wie sich durch den vermehrten Zubau von Ost/West-Anlagen der für die Höhe der Marktpremie in der Direktvermarktung maßgebliche Referenzmarktwert Solar reduziert.

Eine auf Basis zweier Studien durchgeführte Abschätzung kommt zu dem Ergebnis, dass durch eine bessere räumliche Verteilung von Photovoltaikanlagen (Ausbaupfad „Bevölkerung“) circa acht Prozent niedrigere Investitionen in das **Verteilnetz** nötig sind. Findet ein Zubau mit Ost/West-Anlagen statt (Ausbaupfad „Ost/West“), können durch die Reduktion in der Wirkleistung zehn Prozent an Verteilnetzkosten eingespart werden. Diese Werte sind nur eine erste Schätzung und sind im Kontext einer vereinfachten Berechnungsmethode zu sehen (siehe Kapitel 6.3).

In der letzten kostenseitigen Betrachtung wurden auf Basis der Globalstrahlung der einzelnen Land- und Stadtkreise die **Stromgestehungskosten** (*Levelized Cost of Energy*, LCOE),

<sup>1</sup> Der Gradient bezeichnet die Leistungsänderung über die Zeit. Ein hoher Gradient ist in dieser Studie definiert als eine Leistungsänderung oberhalb von zehn Gigawatt innerhalb einer Stunde.

Zentrale systemtechnische und kostenseitige Ergebnisse bei den drei Ausbaupfaden beziehungsweise auf Einzelanlagenbasis im Vergleich

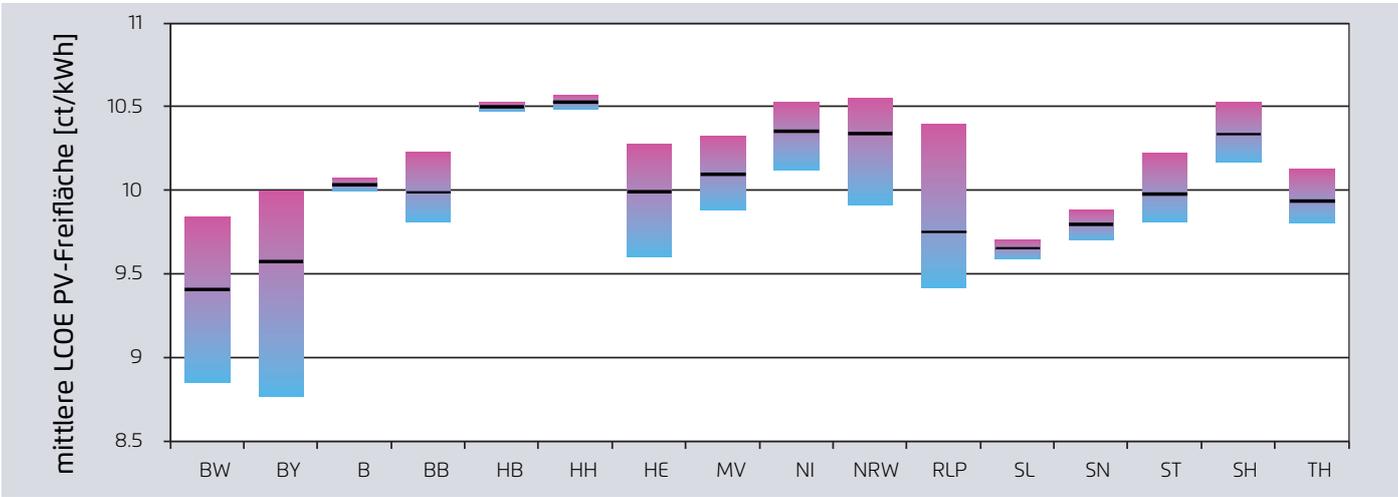
Tabelle 1

Frage	Kurzbeschreibung der Frage	Referenzszenario „Business as usual“	Szenario „Bevölkerung“	Szenario „Ost/West“
1 und 7	Energieertrag → Einzelanlage	Referenz	1 % weniger siehe Tabelle 1	11 % weniger 19 – 22 % weniger.
2	Peakleistung Residuallast	Referenz	ähnlich	12 % weniger 16 % weniger max. Überschuss
3	hohe Gradienten → PV-Erzeugung → Residuallast	- Referenz	- ähnlich	- Verbesserung (94 % weniger häufig) Verbesserung (38 % weniger häufig)
allgemein	Zubaupotenzial	Referenz	erhöht	stark erhöht
4	Investitionskosten → Differenz	48,18 Mrd. € Referenz	49,03 Mrd. € + 856 Mio. €	54,72 Mrd. € + 6,54 Mrd. € (inkl. „5-%-Vorteil“)
5	PV-Wertigkeit	Referenz	ähnlich	- 6 Mrd. € höher
6	Verteilnetzkosten	Referenz	bis zu 8 % weniger	bis zu 10 % weniger

Eigene Darstellung

Mittlere regionale LCOE für Photovoltaikfreiflächenanlagen auf Stadt-/Landkreisebene für 2012; Balken markieren die Bandbreite in den jeweiligen Bundesländern

Abbildung 1



Eigene Grafik; Datengrundlage: [EnergyMap, 2014]

also die Kosten pro erzeugte Kilowattstunde über die Lebensdauer) von Photovoltaikfreiflächenanlagen für einen mittleren Anlagenpreis ermittelt (Darstellung in Abbildung 1).

Innerhalb der „Photovoltaikbundesländer“ Baden-Württemberg und Bayern liegen die Regionen mit der höchsten Sonneneinstrahlung deutschlandweit und haben damit die geringsten LCOE-Werte (unter den hier getroffenen Annahmen im Durchschnitt rund 9,4 beziehungsweise 9,6 cent/

kWh<sup>2</sup>). Gleichzeitig weisen die schlechtesten Standorte in diesen beiden Bundesländern jedoch höhere Stromgestehungskosten auf als die attraktivsten Standorte in den meisten übrigen Bundesländern.

2 Der LCOE kann nicht direkt mit der Höhe eines Einspeisetarifes verglichen werden, da ersterer in realen Werten berechnet wird, nach dem Deutschen EEG die Vergütungen aber in nominalen Werten über 20 Jahre ausgezahlt werden.

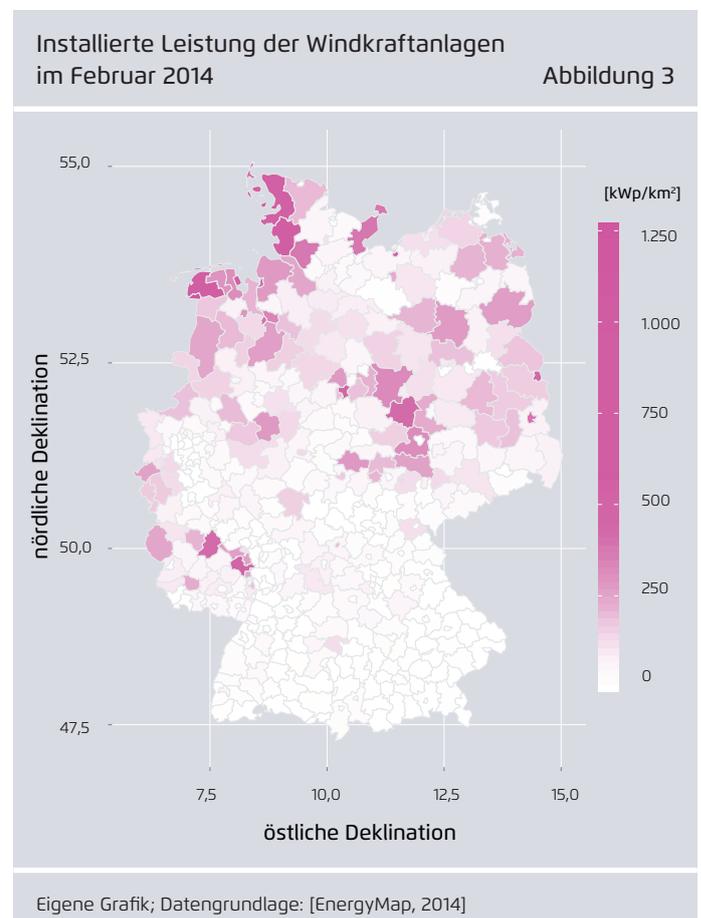
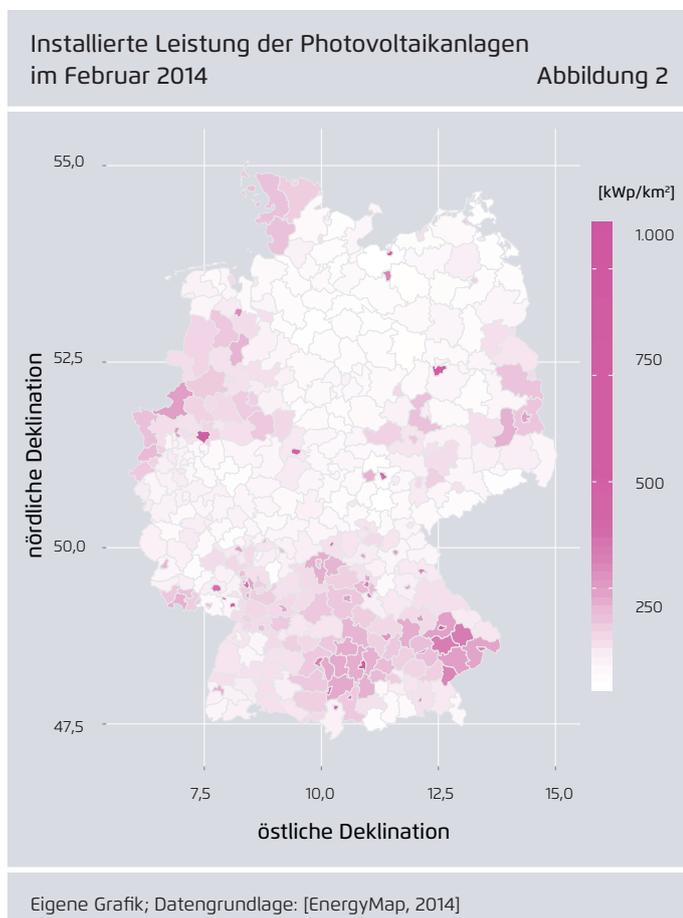
## 2 Motivation / Aktuelle Situation bei Photovoltaik und Windkraft

### 2.1 Geografische Verteilung von Photovoltaik und Windkraft

Die Visualisierung der aus dem EEG-Anlagenregister ermittelten installierten Leistung zeigt eine räumliche Ungleichverteilung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen in Deutschland. Während Photovoltaikanlagen (Abbildung 2) überwiegend im Süden sowie in einzelnen Regionen im Westen und Osten Deutschlands gebaut wurden, zeigt die Windkraft (Abbildung 3) eine starke Konzentration in Norddeutschland. In beiden Abbildungen wird die Leistungsdichte auf Stadt-/Landkreisebene dargestellt. Insbesondere bei den Photovoltaikanlagen zeigt sich hierbei eine hohe Leistungsdichte in einigen kleinen Stadt-/Landkreisen.

Diese sind dem erhöhten Dachflächenpotenzial in Ballungszentren geschuldet. Windkraftanlagen hingegen werden naturgemäß in offener Landschaft, fernab von Ballungsräumen gebaut. Das resultiert in der Konzentration auf größere, ländliche Regionen.

Eine räumliche Konzentration von dezentralen Erzeugungsanlagen bringt gewisse Nachteile für das Stromsystem mit sich. So kommt es zu einer räumlichen Divergenz von Erzeugung und Verbrauch, einer hohen Belastung der Stromnetze, einer Konzentration der Wertschöpfung [Reiner-Lemoine-Institut, 2013] sowie tendenziell zu höheren Prognosefehlern, weil sich Wetterereignisse weniger gut ausmitteln.



## 2.2 Standortabhängiger Mehrertrag

Eine Ursache für diese räumliche Konzentration ist das wetterbedingte Potenzial für die Erzeugung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie: Die jährliche Globalstrahlung ist im Süden am höchsten, die durchschnittliche Windgeschwindigkeit im Norden, wie Abbildung 4 und Abbildung 5 beispielhaft für das Jahr 2012 beschreiben. Dies führt bei einer festen Förderung pro eingespeister Kilowattstunde zu einer höheren Rendite von Photovoltaikanlagen im Süden beziehungsweise von Windkraftanlagen im Norden.

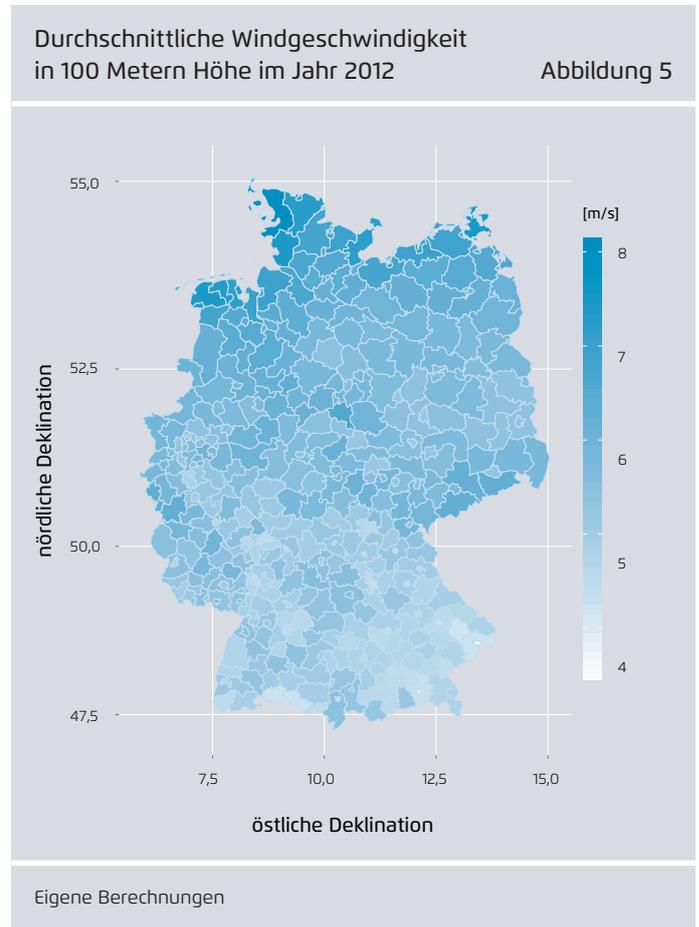
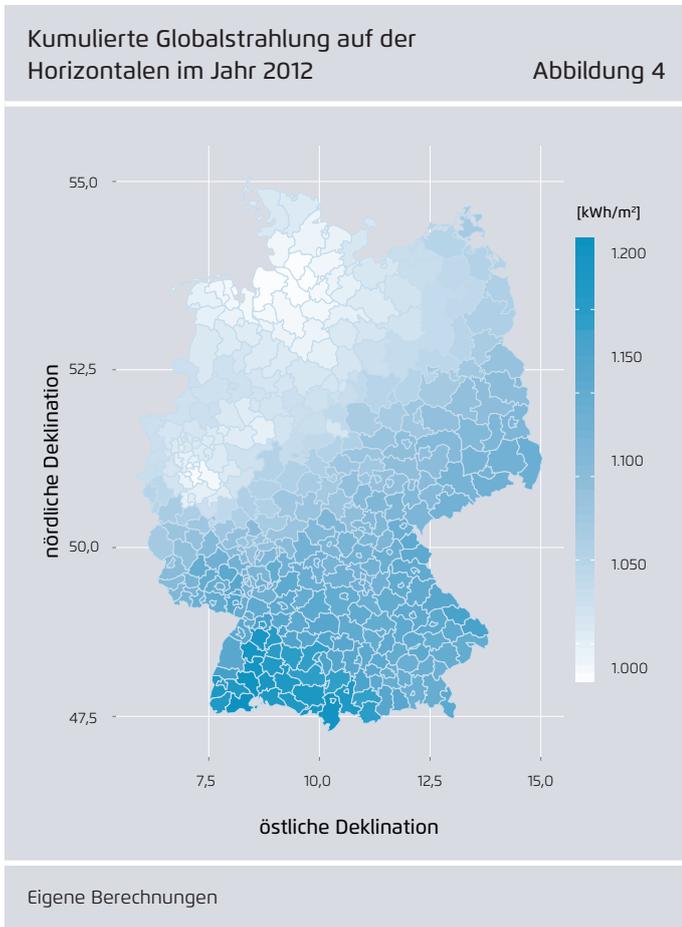
## 2.3 Ausrichtungsabhängiger Mehrertrag

Neben dem Standort spielt die Ausrichtung der Photovoltaikanlagen eine weitere große Rolle für den Jahresertrag sowie für den Einfluss der Anlagen auf das Energiesystem. In Deutschland wird mit südausgerichteten Photovoltaik-

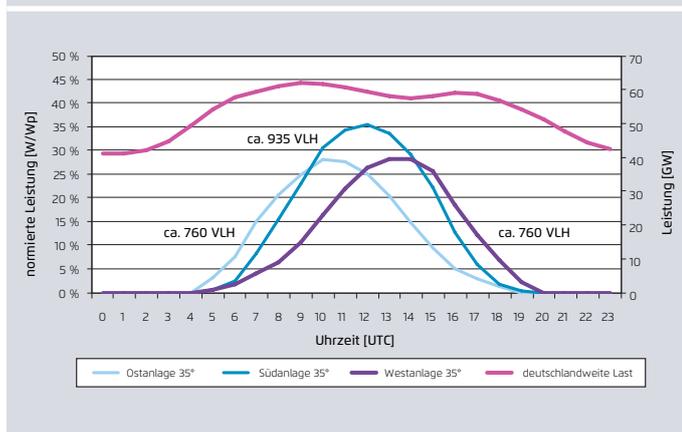
anlagen bei einer Neigung von 35 Grad der höchste Ertrag pro installiertem Kilowatt Peak erreicht [Šúri et al., 2007].

Zwar ist über das genaue Ausrichtungsverhältnis der einzelnen Photovoltaikanlagen in Deutschland wenig bekannt, es gibt aber Indizien dafür, dass eine Häufung von südausgerichteten Anlagen nahe des optimalen Neigungswinkels besteht [Lorenz et al., 2011]. Eine Konzentration der Ausrichtung von Photovoltaikanlagen hat nachteilige Auswirkungen auf das Energiesystem und zeigt sich unter anderem in starken mittäglichen Peaks und hohen Gradienten bei der Erzeugung sowie einer Vernachlässigung der Ost/West-ausgerichteten Dachpotenziale.

Abbildung 6 beschreibt einen durchschnittlichen Tageslastgang einer vollständig süd-, einer dazu um 90 Grad versetzten ost- sowie einer westausgerichteten Anlage. Gemessen an der Jahresenergiemenge weist eine Ost- oder Westan-



Durchschnittliche Tagesprofile von verschiedenen Photovoltaikanlagen (eigene Simulationen) und der Last [EEX Transparency, 2012] für das Jahr 2012. **Abbildung 6**



Alle Angaben sind gemittelt auf Deutschland.

lage demnach einen um durchschnittlich 19 Prozent geringeren Ertrag auf. In der deutschlandweiten Last zeigen sich zwei Spitzen im durchschnittlichen Tagesgang. Diese fallen zeitlich besser mit der Erzeugung ost- und westausgerichteter Photovoltaikanlagen zusammen.

## 2.4 Solar-Referenzertragsmodell

Nahezu die Gesamtheit der heute installierten Photovoltaikanlagen wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Da die finanzielle Rendite ein wichtiges Kriterium für Anlagenbetreiber ist, begünstigte diese die bereits beschriebene räumliche und ausrichtungsabhängige Konzentrierung. Dieser Entwicklung gegenüber steht ein Solarreferenzertragsmodell. Dieser Förderungsansatz versucht, die Rendite bei Photovoltaikanlagen zu vergleichmäßigen, indem räumlich und ausrichtungsabhängig diversifiziert gefördert wird. Ein solches Modell wurde bereits 2010 in der Vorbereitung zum EEG-Erfahrungsbericht thematisiert [Leipziger Institut für Energie, 2010]. Darin würde sich die Vergütungshöhe für eingespeisten Strom nach der Sonneneinstrahlung am individuellen Standort jeder einzelnen Anlage richten.

Diese Kurzstudie beschränkt sich auf die Analyse möglicher Effekte eines diversifizierten Ausbaus. Sie untersucht nicht die mögliche Ausgestaltung eines solchen Solarreferenzertragsmodells.

## 3 Die sieben Fragen zur Bewertung im Überblick

### 3.1 Ziel und Vorgehen

Im Rahmen dieser Studie soll unabhängig von Förderungs- und Ausschreibungssystemen grundlegend untersucht werden, welche technischen und kostenseitigen Auswirkungen ein vergleichmäßiger Zubau – sowohl räumlich als auch hinsichtlich der Ausrichtung – von Photovoltaikanlagen hat und inwieweit sich daraus Vorteile gegenüber einem Ausbau gemäß dem bisherigen Schema ergeben.

Hierzu analysieren wir in dieser Kurzstudie sieben zentrale Fragen. Aus diesen können Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Vergütungs- und Ausschreibungsgestaltung abgeleitet werden. Die Analysekapitel teilen sich auf in die **technische Analyse** und die **kostenseitig Analyse**.

Im nachfolgenden Kapitel werden zunächst drei Ausbaupfade mit unterschiedlicher räumlicher Verteilung der Photovoltaikanlagen sowie zusätzlich mit einer nach Osten und Westen forcierten Ausrichtung der Photovoltaikanlagen entwickelt. Auf Basis dieser Ausbaupfade sowie hinterlegter Wetterdaten wird die bundesweite Einspeisekurve des Bestandes an Photovoltaikanlagen für ein Jahr simuliert und analysiert. Hierbei werden einzelne Anlagentypen und technische sowie kostenseitige gesamtsystemische Auswirkungen betrachtet. Im Anhang wird das angewandte Modell zur Simulation der fluktuierenden Einspeisung kurz beschrieben.

### 3.2 Die Leitfragen

#### Technische Analyse:

1. Ist der Unterschied in der Photovoltaikerzeugung, sowohl regional hoch aufgelöst für eine Einzelanlage als auch für die unterschiedlichen Ausbaupfade, signifikant?
2. Ist die zeitliche Verlagerung der Photovoltaikerzeugung signifikant und inwieweit verstärkt die Last diesen Effekt beziehungsweise schwächt ihn ab?

3. Wie stark ändern sich die Erzeugungs- und residuale Lastgradienten in den verschiedenen Varianten und welche Schlussfolgerungen ergeben sich daraus?

#### Analyse der Kostenseite (aufbauend auf der technischen Analyse):

4. Welche Investitionskosten ergeben sich für die drei Ausbaupfade? Um wie viel sind die Investitionskosten bei den Ausbaupfaden „Bevölkerung“ und „Ost/West“ höher als im Referenzausbaupfad „Business as usual“? Gibt es bei den Ost/West-Anlagen Effekte, die den Minderertrag teilweise ausgleichen?

Können die erwarteten Mehrkosten der Alternativszenarien aufgrund des Ertragsverlustes weiter aufgewogen werden, indem folgende zwei Aspekte in die Waagschale geworfen werden?

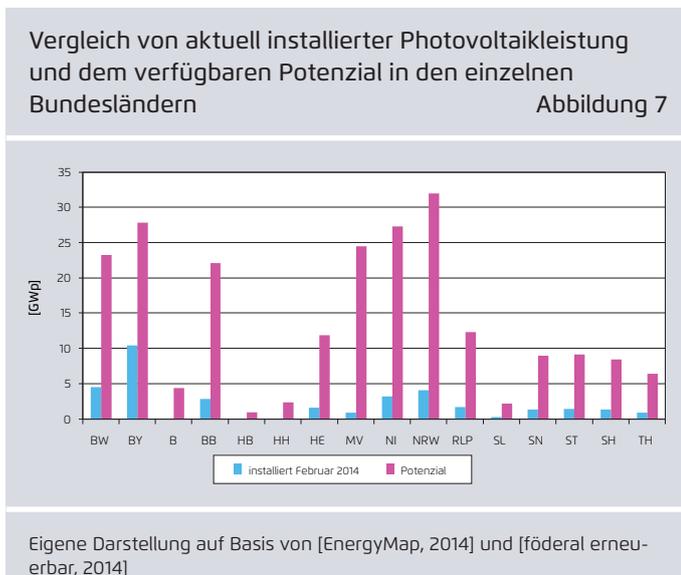
5. Verändert sich der Marktwert des Stroms aus den Photovoltaikanlagen durch eine charakteristisch zeitlich versetzte Einspeisung, die Ost/West-Anlagen mit sich bringen? Ist diese Änderung signifikant?
6. Sind Einsparungen beim Verteilnetz denkbar, wenn sich der regionale Zubau von Photovoltaikanlagen sowie ihre Ausrichtung anders entwickelt als bisher? Hierfür orientieren wir uns an zwei bestehenden Verteilnetzstudien und nehmen aufbauend darauf eine erste Schätzung vor.

#### Sonderbetrachtung:

7. Wie stark unterscheiden sich die regionalen Gesteungskosten für Strom aus Photovoltaik in Anbetracht der je nach Region variierenden Sonneneinstrahlung?

## 4 Erstellung von drei Ausbaupfaden

Das Einleitungskapitel hat sowohl die aktuelle Ungleichverteilung bei der installierten Photovoltaikleistung als auch das regional unterschiedliche Strahlungspotenzial aufgezeigt. In den folgenden Kapiteln analysieren wir nun die quantitativen Auswirkungen, die sich aus einer veränderten Verteilung der Photovoltaikanlagen – sowohl regional als auch hinsichtlich ihrer Ausrichtung – ergeben würden. Dazu werden zunächst drei Ausbaupfade gebildet und beschrieben.



Im Februar 2014 waren in Deutschland circa 35 Gigawatt an Photovoltaikleistung installiert [EnergyMap, 2014]. Diese verteilen sich auf die Bundesländer wie in Abbildung 7 dargestellt. Im Vergleich dazu ist in der gleichen Abbildung das Gesamtpotenzial dargestellt [föederal erneuerbar, 2014]

>> Es zeigt sich, dass in allen Bundesländern noch ein erhebliches Ausbaupotenzial ungenutzt ist. <<

Für den aktuellen Anlagenbestand wird angenommen, dass die Photovoltaikanlagen durchschnittlich nach Süden ausgerichtet sind und eine Neigung von 35 Grad aufweisen. In allen Ausbaupfaden wird zunächst ein Zubau von 45 Gigawatt auf somit insgesamt 80 Gigawatt installierte Photo-

voltaikleistung angenommen. Die einzelnen Ausbaupfade unterscheiden sich sowohl hinsichtlich der räumlichen Verteilung als auch hinsichtlich der Ausrichtung der Photovoltaikanlagen. Für die kostenseitigen Analysen wird der Photovoltaikzubau anschließend energetisch korrigiert (siehe auch Kapitel 6). Zu Analysezwecken wird auch die Einspeisung aus Windkraftanlagen simuliert. Der Windkraftzubau beträgt in den Ausbaupfaden jeweils 61 Gigawatt onshore und 12,9 Gigawatt offshore; die räumliche Verteilung der Onshore-Windkraft entspricht dabei jeweils der aktuellen Verteilung.

### 4.1 Ausbaupfad „Business as usual“

Kernpunkte dieses Ausbaupfads sind:

- die räumliche Photovoltaikverteilung entspricht dem Status quo
- südausgerichtete Photovoltaikanlagen mit 35 Grad Neigung

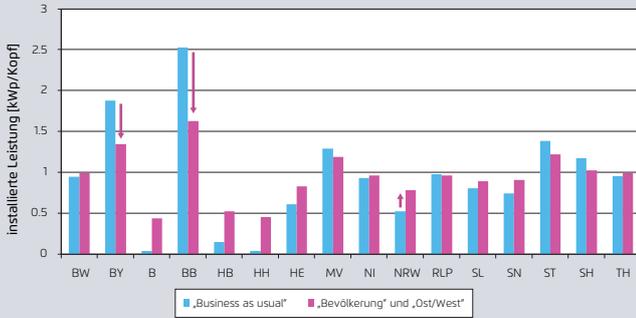
Die aktuelle Verteilung der installierten Leistung wird beibehalten. Der Zubau wird dabei derart verteilt, dass in den einzelnen NUTS-3-Regionen (Stadt-/Landkreisebene) weiterhin der gleiche relative Leistungsanteil an der deutschlandweiten Photovoltaikleistung installiert wird. Hierbei zeigt sich die bereits in Kapitel 2 angesprochene heterogene Verteilung. Da im „Business as usual“-Ausbaupfad die bisherigen Trends bei der räumlichen Verteilung und der Anlagenkonfiguration fortgesetzt wird, wird dieses Szenario als Referenzszenario in späteren Analysen herangezogen.

### 4.2 Ausbaupfad „Bevölkerung“

Kernpunkte dieses Ausbaupfads sind:

- die räumliche Photovoltaikverteilung wird an der Bevölkerungsverteilung orientiert
- südausgerichtete Photovoltaikanlagen mit 35 Grad Neigung

Vergleich der installierten Leistung pro Kopf in den einzelnen Szenarien  
Abbildung 8



Eigene Darstellung

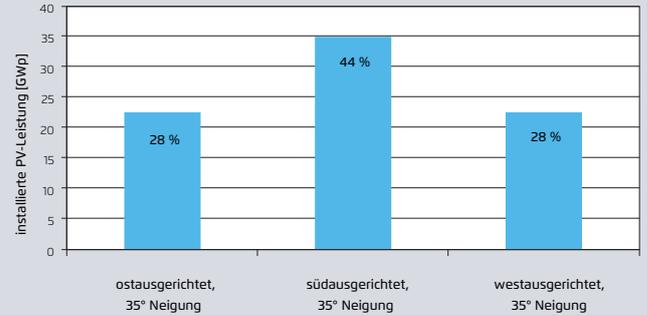
Durch einen an der Bevölkerungsverteilung orientierten Zubau wird die dezentrale Photovoltaikleistung an die Verbrauchszentren herangeführt. Die installierte Leistung pro Kopf nähert sich gegenüber dem Ausbaupfad „Business as usual“ einem engeren Wertebereich an und schwankt nur noch zwischen 0,5 und 1,6 Kilowatt Peak pro Kopf (Abbildung 8). Große Änderungen betreffen nur die beiden südlichen Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern, das Bundesland Nordrhein-Westfalen sowie die Stadtstaaten.

### 4.3 Ausbaupfad „Ost/West“

Kernpunkte dieses Ausbaupfads sind:

- die räumliche Photovoltaikverteilung wird an der Bevölkerungsverteilung orientiert
- es werden ausschließlich ost- und westausgerichtete Photovoltaikanlagen mit einer Neigung von 35 Grad gebaut

Verteilung der installierten Leistung im Ausbaupfad „Ost/West“ auf die einzelnen Photovoltaikanlagentypen  
Abbildung 9



Eigene Darstellung

Dieser Ausbaupfad orientiert sich wie der Ausbaupfad „Bevölkerung“ stärker an der Bevölkerung und damit an den Verbrauchszentren, setzt zudem aber beim Zubau ausschließlich auf ost- und westausgerichtete Anlagen. Der gesamte Photovoltaikanlagenbestand von 80 Gigawatt setzt sich aus 35 Gigawatt südausgerichteten Anlagen – dem bisherigen Bestand – jeweils 22,5 Gigawatt west- und ostausgerichtete Photovoltaikanlagen zusammen (Abbildung 9).

Grundlage bei der Entwicklung dieses Szenarios war eine deutschlandweite Optimierungsrechnung, mit der die fluktuierende Erzeugung an die Last angenähert wurde. Dies erfolgte durch Variationen der Anlagenkonfiguration. Die Optimierungsrechnung lieferte als Ergebnis einen klaren Trend zu ost- und westausgerichteten Photovoltaikanlagen.

## 5 Technische Analyse

Auf Basis der drei Ausbaupfade (siehe Kapitel 4) wird in diesem Kapitel die technische Analyse vorgestellt. In Kapitel 6 folgt dann die kostenseitige Bewertung. Zuzüglich zu gesamt-systemischen Auswertungen werden die Auswirkungen der Neuverteilung auf individuelle Anlagen beschrieben. Es werden hierbei Jahresenergiemengen und Erzeugungs- als auch residuale Lastcharakteristiken erfasst. Beantwortet werden sollen dadurch die **drei** Fragen zum **Energieertrag**, der **zeitlichen Verlagerung** der Stromproduktion sowie zu den **Gradienten** der Photovoltaikerzeugung und der residualen Last.

### 5.1 Jahresenergiemengen

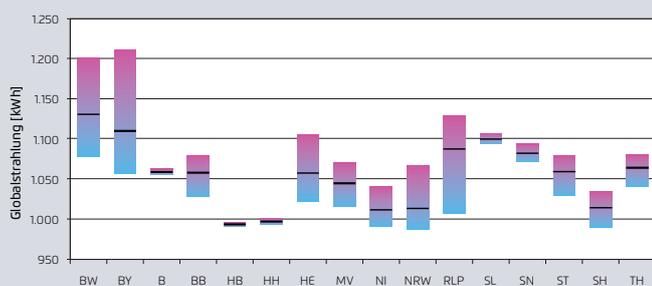
**Frage 1: Ist der Unterschied in der Photovoltaikerzeugung, sowohl regional hoch aufgelöst für eine Einzelanlage als auch für die unterschiedlichen Ausbaupfade, signifikant?**

#### Einzelanlagenbetrachtung:

Wir werfen zunächst einen von den Ausbaupfaden unabhängigen Blick auf Einzelanlagen in den unterschiedlichen Bundesländern. Abbildung 10 verdeutlicht die regionalen Unterschiede bei der Globalstrahlung innerhalb eines ein-

Unterschiede bei der regionalen Globalstrahlung der Bundesländer auf Basis der Wetterjahre 2012 und 2013. Die Balken geben die Mittelwerte der Bundesländer an.

Abbildung 10



Eigene Darstellung

zelnen Bundeslandes sowie zwischen den Bundesländern untereinander. Somit verdeutlicht diese Abbildung auch den potentiellen Energieertrag einer Photovoltaikanlage in den einzelnen Regionen. Die Balken verdeutlichen dabei jeweils die Bandbreite der Mittelwerte der einzelnen Stadt-/Landkreise in dem jeweiligen Bundesland. Der schwarze Strich in der Mitte eines jeden Balkens entspricht dem Mittelwert des Bundeslandes. Zugrunde liegen meteorologischen Daten der Jahre 2012 und 2013

Zwei Punkte werden deutlich:

>> Die spezifischen potenziellen Solarerträge unterscheiden sich nicht nur zwischen den Bundesländern deutlich, sondern auch innerhalb der einzelnen Bundesländer. <<

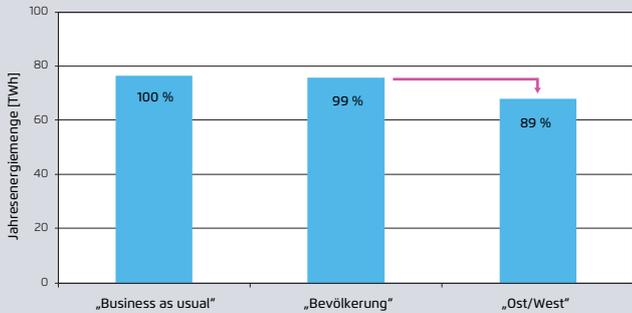
Am ausgeprägtesten ist dies in Baden-Württemberg und Bayern. So lassen sich in der sonnenreichsten Region Bayerns bis zu 18 Prozent höhere Erträge erzielen als in der sonnenärmsten Region des Bundeslandes.

>>Zweitens ist festzuhalten, dass in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg die höchsten solaren Energieerträge zu erreichen sind. Diese sind demnach unter Renditegesichtspunkten am attraktivsten. <<

Das wirkt sich entsprechend auf die regionalen Stromgestehungskosten aus, die im folgenden Kapitel analysiert werden.

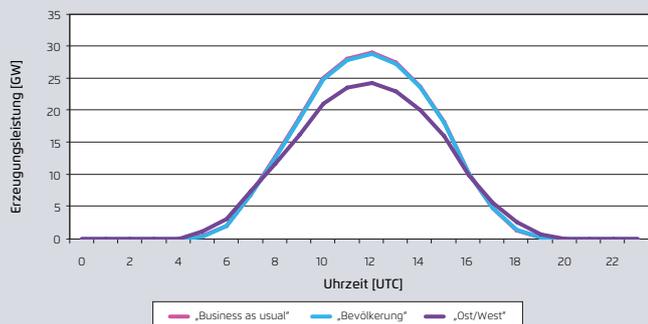
Vergleichen wir den Jahresenergieertrag einer Einzelanlage abhängig von ihrer Ausrichtung, so stellen wir fest, dass eine um 90 Grad von einer vollständigen Südausrichtung abweichende Anlage eine Ertragsminderung von 18,7 Prozent in unserer Simulation erfährt - die Modulleistung bleibt dabei unverändert. Diese Beobachtung stimmt mit Literaturwerten überein, die häufig in einer Spanne von 19 bis 22 Prozent liegen.

Unterschiede bei den Photovoltaikjahresenergieerträgen in den drei Ausbaupfaden Abbildung 11



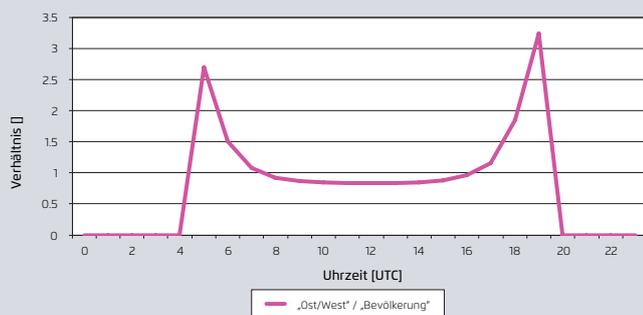
Eigene Darstellung

Mittlere Photovoltaikerzeugungsleistungen (über ein Jahr gemittelt) für die drei Ausbaupfade Abbildung 12



Eigene Darstellung

Verhältnis der mittleren Stundenwerte im Ausbaupfad „Ost/West“ im Vergleich zu „Business as usual“ und „Bevölkerung“ Abbildung 13



Eigene Darstellung

**Ausbaupfadbetrachtung:**

Betrachtet man nun die Jahresenergieerträge in den drei Ausbaupfaden, lässt sich folgendes deutschlandweites Bild feststellen (Abbildung 11).

Die PV-Erzeugung im Ausbaupfad „Business as usual“ entspricht 100 Prozent. Unsere Simulationen zeigen, dass der Energieertrag auf Systemebene im Ausbaupfad „Ost/West“ um 11 Prozent gemindert wird. Die Minderung entspricht nicht den oben genannten 18,7 Prozent, da in diesem Ausbaupfad weiterhin 44 Prozent der Anlagen südausgerichtet sind.

Der Ausbaupfad „Bevölkerung“ weist gegenüber dem Ausbaupfad „Business as usual“ eine Ertragsminderung von einem Prozent auf

**5.2 Erzeugungs- und residuale Lastcharakteristiken**

**Frage 2: Ist die zeitliche Verlagerung der Photovoltaikerzeugung signifikant für das Energiesystem? Verstärkt der Lastverlauf dabei möglicherweise einen solchen Effekt oder schwächt er ihn ab?**

Zur Beantwortung der Frage betrachten wir die charakteristischen Änderungen, die sich in den jeweiligen drei Ausbaupfaden ergeben.

Wie zu erwarten, vermindert die Ost/West-Ausrichtung die deutschlandweiten Einspeisespitzen um circa elf Prozent. Die Stromproduktion wird in die Morgen- und Abendstunden verlagert. Um die Verlagerung noch deutlicher zu veranschaulichen, betrachten wir die Verhältnisse im Vergleich (Abbildung 12). Es zeigt sich dabei, dass in den frühen Morgen- sowie in den Abendstunden im Ost/West-Ausbaupfad eine bis zu dreimal höhere Photovoltaikerzeugung als in den anderen beiden Ausbaupfaden erreicht wird.

Auch zwischen den Ausbaupfaden „Business as usual“ und „Bevölkerung“ existieren Unterschiede. Zur Veranschaulichung betrachten wir Abbildung 14, die die Höhe der Strom-

produktion aus Solaranlagen in den beiden Ausbaupfaden zeitgleich gegenüberstellt. Durch die vorgenommene andere räumliche Verteilung der Photovoltaikanlagen unterscheidet sich die deutschlandweite Photovoltaikeinspeiseleistung in manchen Zeiträumen um bis zu fünf Gigawatt. Die Häufigkeit einzelner Erzeugungsniveaus bleibt jedoch insgesamt sehr ähnlich.

Inwieweit sich die Einspeiseverläufe der Ausbaupfade „Bevölkerung“ und „Ost/West“ auf die residuale Last im Vergleich zum „Business as usual“ auswirken, lässt sich am besten an ihren Jahresdauerlinien ablesen. Dabei zeigen die Jahresdauerlinien der Ausbaupfade „Business as usual“ und „Bevölkerung“ keine nennenswerten Unterschiede; die Auswirkungen des Ausbaupfades „Bevölkerung“ auf die residuale Last ist also – aus bundesweiter Sicht – vernachlässigbar.

Beim Ausbaupfad „Ost/West“ sehen wir eine Verstetigung (der flachere Verlauf der Kurve sowie der weniger scharfe Knick) der residualen Last und ein Absinken der „Spitze“ der negativen residualen Last um sechs Gigawatt oder 16 Prozent gegenüber dem Referenzausbaupfad „Business as usual“ und gegenüber dem Ausbaupfad „Bevölkerung“.

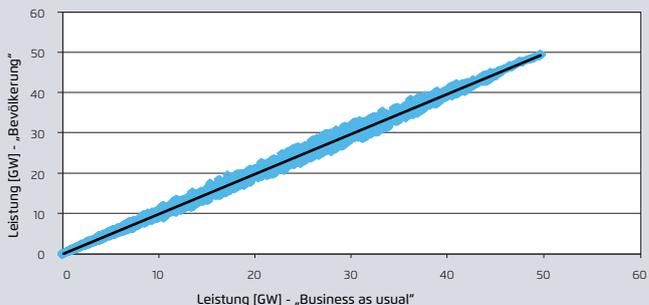
### 5.3 Gradienten der Erzeugung und der residualen Last

**Frage 3: Wie stark ändern sich die Erzeugungs- und residualen Lastgradienten in den verschiedenen Varianten und welche Schlussfolgerungen ergeben sich daraus?**

Dazu haben wir stündliche Erzeugungs- und residuale Lastgradienten berechnet (s. Kapitel 4). Abbildung 16 stellt zunächst die Photovoltaikerzeugungsgradienten für die drei Ausbaupfade als Histogramm dar.

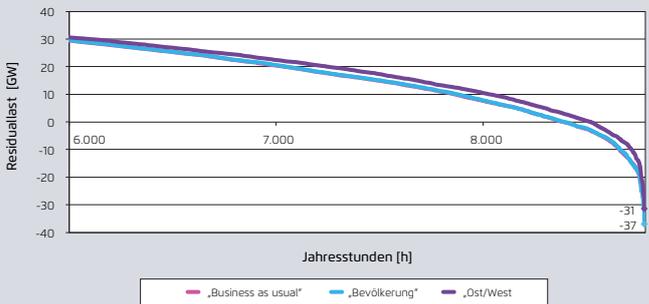
>>Es wird ersichtlich, dass Ost/West-Anlagen signifikant weniger Stunden mit sehr hohen Erzeugungsgradienten besitzen. Dafür nimmt die Zahl der Stunden mit geringen Erzeugungsgradienten deutlich zu.<<

Gleichzeitigkeit der Photovoltaikerzeugung in den Ausbaupfaden „Business as usual“ und „Bevölkerung“  
Abbildung 14



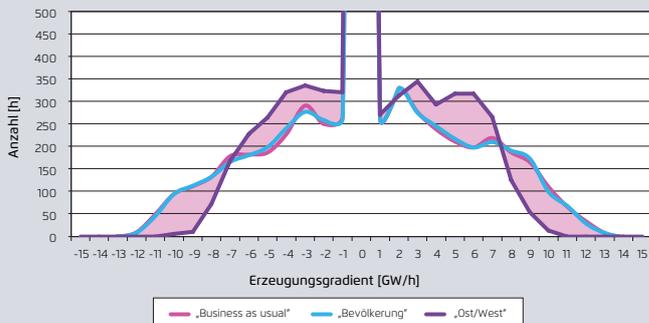
Eigene Darstellung

Ausschnitt der Jahresdauerlinien der drei Ausbaupfade  
Abbildung 15



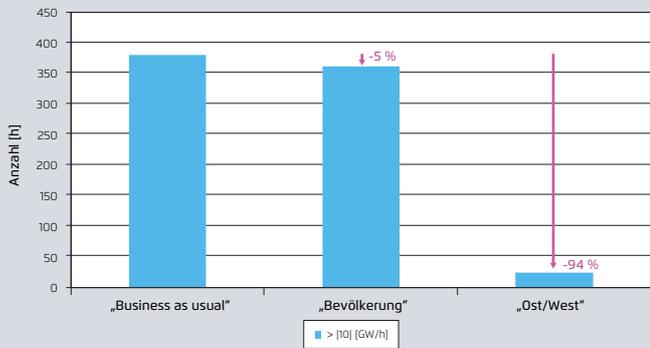
Eigene Darstellung

Photovoltaikerzeugungsgradienten in GW/h für die drei Ausbaupfade als Histogramm dargestellt  
Abbildung 16



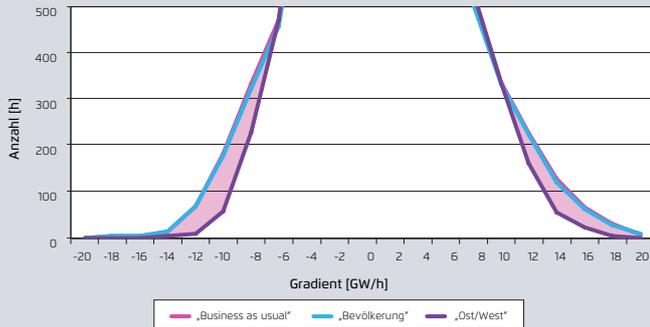
Eigene Darstellung

Vergleich der Photovoltaikerzeugungsgradienten von mehr als 10 GW/h in den drei Ausbaupfaden Abbildung 17



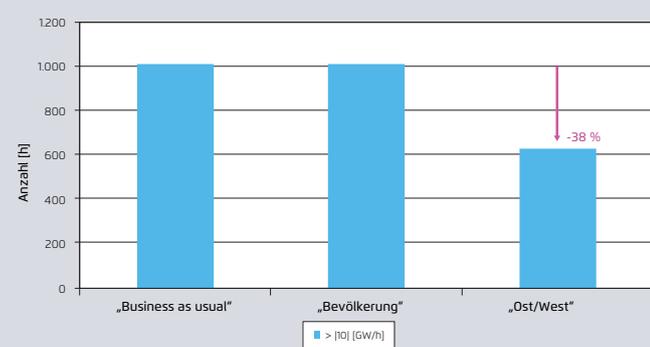
Eigene Darstellung

Residuale Lastgradienten in GW/h für die drei Ausbaupfade als Histogramm dargestellt Abbildung 18



Eigene Darstellung

Vergleich der residualen Lastgradienten von mehr als 10 GW/h in den drei Ausbaupfaden Abbildung 19



Eigene Darstellung

Um die hohen Gradienten genauer zu betrachten, schauen wir auf Abbildung 17.

In dieser Abbildung ist die Häufigkeit der Stunden dargestellt, in denen Photovoltaikerzeugungsgradienten von mehr als zehn GW/h erreicht werden. Wir sehen eine Abnahme im Ausbaupfad „Ost/West“ um 94 Prozent, im Ausbaupfad „Bevölkerung“ um 5 Prozent.

Im Folgenden wird untersucht, inwieweit die großen Unterschiede der Erzeugungsgradienten noch relevant sind, wenn die Windenergieerzeugung und der Verbrauch hinzugefügt werden, also die Gradienten der residualen Last gebildet werden. Die Photovoltaikerzeugungsgradienten haben zwar auch für sich genommen lokale Auswirkungen, für den deutschlandweiten Kraftwerkseinsatz ist jedoch die residuale Last entscheidend.

In der nachfolgenden Abbildung werden die residualen Lastgradienten dargestellt. Es zeigt sich, dass der Effekt einer Abnahme hoher Gradienten weniger stark ausfällt, jedoch noch deutlich bestehen bleibt.

Ein detaillierter Blick auf die Gradienten, die größer als zehn GW/h sind, zeigt, dass die Häufigkeit hoher residualer Lastgradienten bei „Ost/West“ um 38 Prozent geringer ist als im Referenzausbaupfad „Business as usual“. Zwischen „Business as usual“ und „Bevölkerung“ gibt es keine signifikanten Unterschiede mehr.

>>Geringere Gradienten sparen vom Grundsatz her Kosten, da insgesamt weniger Regelleistung vorgehalten und weniger häufig eingesetzt werden muss. Eine Bewertung der damit verbundenen Einsparungen wurde in dieser Studie nicht vorgenommen.<<

## 6 Kostenseitige Analyse

Im vorherigen Kapitel wurden rein technische Vergleiche beschrieben. Davon ausgehend findet nun eine kostenseitige Analyse der unterschiedlichen Ausbaupfade statt. Auch hierbei werden zusätzlich die Kosteneffekte auf der Ebene von Einzelanlagen beschrieben.

Beantwortet werden sollen hierbei Fragen zu Unterschieden bei den **Investitionskosten**, zu den Vorteilen der Ausbaupfade „Bevölkerung“ und „Ost/West“ hinsichtlich der Wertigkeit des Solarstroms und zu den Kosten der **Verteilnetze**. Zusätzlich wird die Frage der regionalen **Stromgestehungskosten** thematisiert.

Für diese Analysen wurden die Ausbaupfade „Bevölkerung“ und „Ost/West“ mit ihren an sich verschiedenen Jahresstromproduktionen energetisch mit dem Ausbaupfad „Business as usual“ gleichgestellt. In dieser Betrachtung wurden daher zusätzliche Photovoltaikanlagen hinzugebaut, sodass für die kostenseitige Analyse von einer installierten Photovoltaikleistung von 80,8 Gigawatt im Ausbaupfad „Bevölkerung“ beziehungsweise von 88 Gigawatt im Ausbaupfad „Ost/West“ herangezogen wird. Damit liefern alle drei Ausbaupfade die gleiche Jahresenergiemenge.

### 6.1 Investitionskosten

**Frage 4: Welche Investitionskosten ergeben sich für die drei Ausbaupfade? Um wie viel sind die Investitionskosten bei den Ausbaupfaden „Bevölkerung“ und „Ost/West“ höher als im Referenzausbaupfad „Business as usual“? Gibt es bei den Ost/West-Anlagen Effekte, die den Minderertrag teilweise ausgleichen?**

Um die Investitionskosten für die drei Ausbaupfade zu bestimmen, treffen wir zunächst folgende drei – für alle Ausbaupfade geltende – Annahmen:

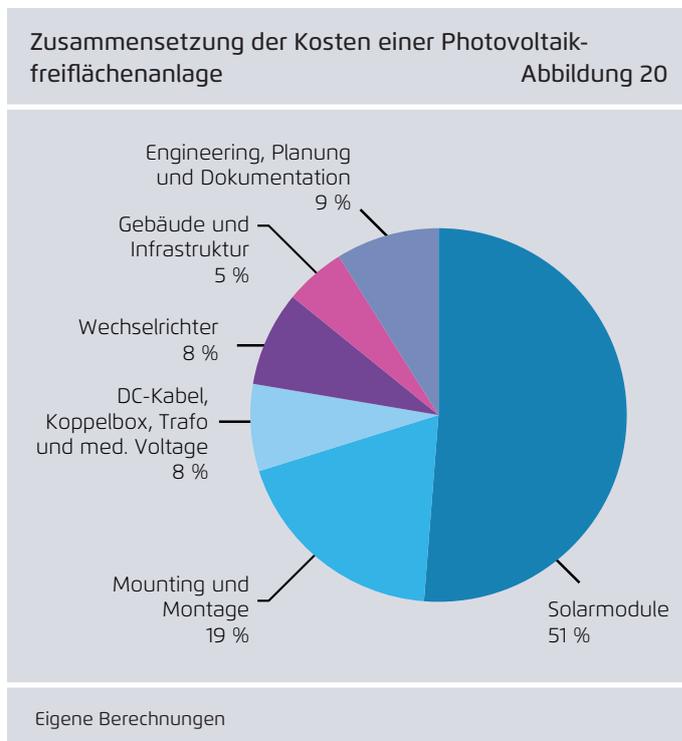
1. Wie bereits beschrieben, sind die Szenarien „Bevölkerung“ und „Ost/West“ energetisch korrigiert, das heißt, im Bevölkerungsszenario werden 80,8 Gigawatt (plus ein Prozent)

und im Ost/West-Szenario 88,8 GW (plus elf Prozent) Photovoltaikleistung installiert, um den verminderten Energieertrag auszugleichen.

2. Die Investitionen in Photovoltaikanlagen je Ausbaupfad orientieren sich an den Zahlen der ISE-Stromgestehungskostenstudie [ISE 2013].

3. Die Struktur der zugebauten Photovoltaikanlagen teilt sich auf auf in: 30 Prozent Freiflächen-, 30 Prozent Groß- und 40 Prozent kleine Aufdachanlagen.

Zusätzlich gibt es Einsparmöglichkeiten bei der Installation von Ost/West-Anlagen, die im Folgenden näher vorgestellt und quantitativ bewertet werden. Abbildung 20 zeigt hierfür die Zusammensetzung der Kosten einer Freiflächenanlage.



Bei der Ausrichtung einer solchen Anlagen nach Osten oder Westen sind gegenüber südausgerichteten Anlagen Einsparungen bei den Wechselrichtern, den Solarkabeln, der Umzäunung, der Pacht und den Trägergestellen möglich.

Bei Photovoltaikdachanlagen können Einsparungen vor allem bei der Montage und bei den Wechselrichtern realisiert werden. Da die Peakleistung der installierten Module bei Ost/West-Anlagen nicht gleichzeitig erreicht wird, kann der Wechselrichter hier um bis zu 30 Prozent kleiner dimensioniert werden. Dadurch sind Einsparungen von rund drei Prozent der Gesamtkosten der Anlage zu erzielen. Die kumulierten Einsparungen in den anderen Komponenten werden mit zwei Prozent konservativ abgeschätzt.

>>Die Ost/West-Auslegung erlaubt Gesamteinsparungen in Höhe von rund **fünf Prozent** des Systempreises im Vergleich zu einem südausgerichteten Photovoltaiksystem gleicher Modulleistung. Etwaige weitere Kostenvorteile durch die bessere Flächennutzung wurden aber nicht betrachtet.<<

Daraus ergeben sich folgende Werte für die Investitionskosten in den einzelnen Ausbaupfaden:

Investitionskosten in den drei Ausbaupfaden Tabelle 2

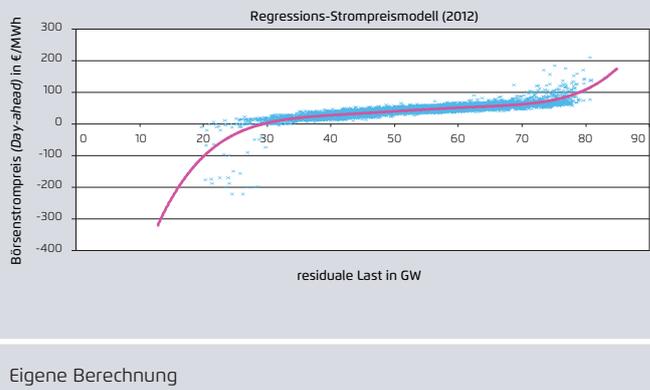
Ausbaupfad	„Business as usual“	„Bevölkerung“ ggü. „Business as usual“	„Ost/West“ ggü. „Business as usual“
installiert im Jahr 2030	80 GW	+ 0,8 GW	+ 8,8 GW
Ausbaukosten	48,18 Mrd. €	+ 0,856 Mrd. €	+ 6,54 Mrd. €
verrechneter „Systemvorteil“ (siehe Text)	Referenz	0 %	5 %

#####

Die Mehrkosten beim Ausbaupfad „Ost/West“ belaufen sich auf circa 6,5 Milliarden Euro. Die Mehrkosten resultieren aus der Installation zusätzlicher Modulleistung, um den Verlust beim Energieertrag auszugleichen. Gleichwohl konnten die Mehrkosten durch die oben beschriebenen Einsparungen zum Teil wieder gesenkt werden.

>>Wird also die Ertragsminderung einer Ost/West-ausgerichteten Anlage von rund 20 Prozent gegenüber einer südausgerichteten Anlage mit höherer Modulleistung ausgeglichen, so führt dies nur zu um 14 Prozent, aber nicht zu 20 Prozent höheren Investitionskosten.<<

Regressionspreismodell als Grundlage der Bestimmung der PV-Wertigkeit bei den drei Ausbaupfaden Abbildung 21



Im Folgenden sollen zwei weitere Aspekte betrachtet werden, welche die Mehrkosten in den Ausbaupfaden „Bevölkerung“ und „Ost/West“ möglicherweise weiter senken könnten.

## 6.2 PV-Wertigkeit

**Frage 5: Verändert sich der Marktwert des Stroms aus den Photovoltaikanlagen durch eine charakteristisch zeitlich versetzte Einspeisung, die Ost/West-Anlagen mit sich bringen? Ist dieser signifikant?**

Die Wertigkeit des von der Solaranlagenflotte erzeugten Stroms an der Strombörse wurde mithilfe eines Regressions-Strompreismodells abgeschätzt. Dieses simuliert den Börsenstrompreis anhand der residualen Last. Das Modell ist ungeeignet dazu, den Börsenstrompreis in einzelnen Stunden exakt vorherzusagen, da bei realen Preisdaten zu einem Residuallastwert eine ganze Bandbreite an Börsenstrompreisen zu beobachten ist. Zur Berechnung der durchschnittlichen Marktwerte des Solarstroms ist das Modell jedoch gut geeignet, da sich die Schwankungen der Stundenwerte um die Regressionskurve im Jahresverlauf ausmitteln. Anstelle einer linearen Regression wurde eine Funktion fünfter Ordnung gewählt, die das Preisniveau bei sehr niedrigen und sehr hohen Residuallasten besser abbildet.

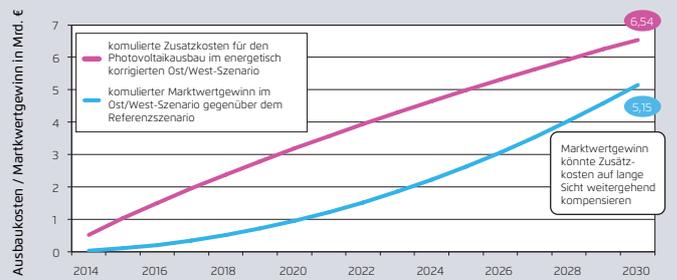
Ein Regressions-Strompreismodell setzt implizit voraus, dass sich die Struktur und die Zusammensetzung des Kraftwerksparks nicht grundsätzlich ändern. Eine Extrapolation des Marktwertverhaltens der Photovoltaikeinspeisung auf Basis des Regressionsmodells ist daher als qualifizierte Abschätzung zu verstehen. Sie kann eine weitergehende detaillierte Analyse nicht ersetzen.

Bei einem Ausbau von je rund 80 Gigawatt Photovoltaik und 73,9 Gigawatt Windkraft in den drei Szenarien treten negative Residuallasten von bis zu minus 35 Gigawatt auf. Da in diesen Residuallastbereichen keinerlei reale Datenpunkte im Modell hinterlegt sind, werden die drei Szenarien auf rund 30 Gigawatt Photovoltaikleistung und 27 Gigawatt Windkraftleistung herunterskaliert. Das entspricht in etwa der Ende 2012 installierten Leistung.

Die regionale Aufteilung und Ausrichtung der Anlagen in den drei Szenarien bleibt dabei erhalten. Wie in Tabelle 3 dargestellt, liegt der ermittelte Marktwert im Ost/West Szenario um rund 20 Prozent höher als bei den Szenarien mit südausgerichteten Anlagen.

Um den zukünftigen Marktwertvorteil in den drei Szenarien abzuschätzen, wird angenommen, dass der relative Marktwertgewinn im Ost/West-Szenario bei den in der herunterskalierten Betrachtung ermittelten 20 Prozent verharrt. Dadurch wird den Modellgrenzen der Regressionsanalyse Rechnung getragen. Für 2030 ergibt sich nach dieser Betrachtung ein jährlicher Marktwertgewinn im Ost/West Szenario von rund 572 Millionen Euro. Diesen skalieren wir

Ausbaukosten und Marktwertgewinn für die beiden Ausbaupfade „Business as usual“ und „Ost/West“ im Vergleich  
Abbildung 22



Eigene Berechnung

linear mit dem Zubau, davon ausgehend, dass der Marktwertgewinn zum heutigen Zeitpunkt null beträgt.

Abbildung 22 zeigt den kumulierten Marktwertgewinn zusammen mit den kumulierten Mehrkosten des Photovoltaikzubaues im energetisch korrigierten Ausbaupfad „Ost/West“. Die im vorherigen Unterkapitel (6.1) bezifferten Investitionskosten werden also hier mit einbezogen.

>>Die Abschätzung zeigt, dass die Mehrkosten durch den Zubau zum Ausgleich der geringeren Energieerzeugung von den Marktwertgewinnen teilweise kompensiert werden.<<

Der Abstand der beiden Kurven zueinander zeigt für den jeweiligen Zeitpunkt also an, bis zu welchem Grad die Mehrkosten bei „Ost-West“ durch Vorteile beim Marktwert ausgeglichen werden konnten. Je geringer der Abstand, desto höher ist die Kompensation bis zu dem jeweiligen Jahr. Der Marktwertvorteil von Ost-West-Anlagen kommt dann zum Tragen, wenn signifikante Anteile der installierten Gesamtleistung auf Ost-West-Systeme entfallen. Da sich der Preis aus Angebot und Nachfrage ergibt, ist leicht nachvollziehbar dass der Photovoltaik-Marktwert höher liegt, wenn nicht alle installierten Anlagen zur gleichen Zeit maximal einspeisen.

Marktwert und Marktwertfaktor pro Jahr bei den drei Ausbaupfaden  
Tabelle 3

Ausbaupfad	Marktwert p. a.	Marktwertfaktor
„Business as usual“	1,058 Mrd. €	0,87
„Bevölkerung“	1,054 Mrd. €	0,87
„Ost/West“	1,273 Mrd. €	1,04

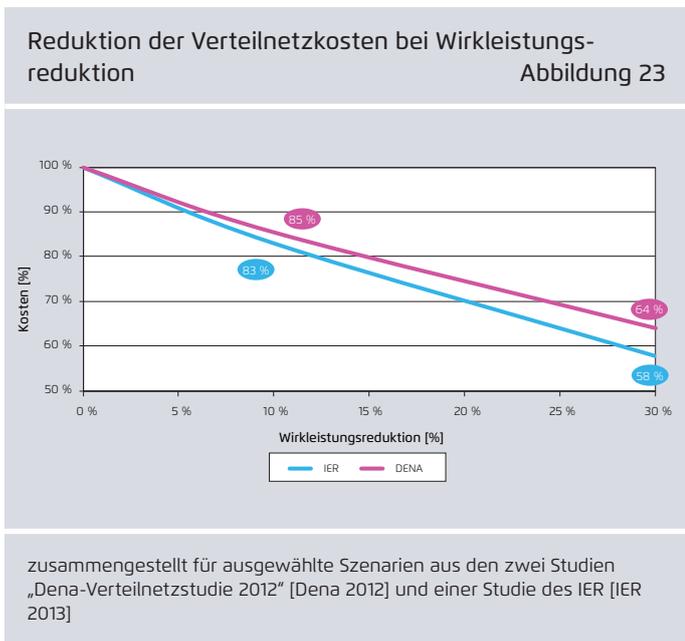
Eigene Darstellung

### 6.3 Verteilnetz

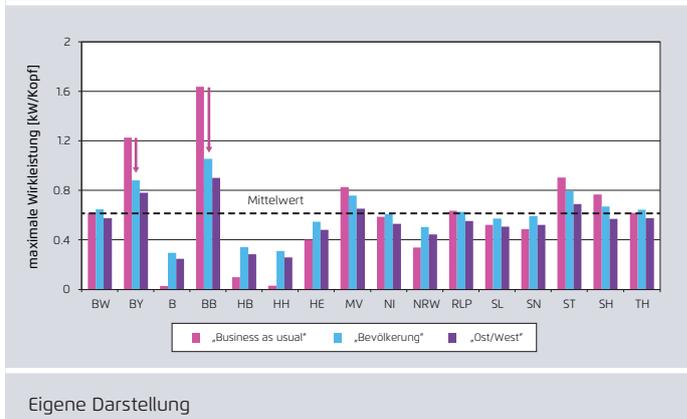
**Frage 6: Sind Einsparungen beim Verteilnetz denkbar, wenn sich der regionale Zubau von Photovoltaikanlagen sowie ihre Ausrichtung anders entwickeln als bisher? Hierfür orientieren wir uns an bestehenden Verteilnetzstudien und nehmen aufbauend darauf eine erste Schätzung vor.**

Zur Beantwortung orientieren wir uns an zwei bestehenden Verteilnetzstudien. In diesen wurden die Auswirkungen von Wirkleistungsreduktion von Solarstromanlagen auf die Kosten für den Verteilnetzzubau betrachtet. Technisch gesehen ist auch die Auslegung von Ost/West-Anlagen nichts anderes als eine Wirkleistungsreduktion, da die nach Osten und nach Westen ausgerichteten Module einer Ost/West-Anlage infolge des Sonnenlaufs niemals gleichzeitig ihr Maximum erreichen können. Heute installierte Ost/West-Anlagen weisen typischerweise eine maximale Einspeiseleistung auf, die rund 70 bis 80 Prozent der Nennleistung der Module entspricht. Der genaue Wert ist dabei stark abhängig von der Neigung der Modulfelder.

Die folgende Berechnung ist eine starke Vereinfachung und entspricht keiner eigenen Netzsimulation. Sie ist – der im



Maximale Wirkleistung pro Bundesland (jeweils als Kupferplatte) in kW/Kopf Abbildung 24



Folgenden beschriebenen Methodik entsprechend – nur als eine erste Schätzung zu betrachten.

Vereinfacht aus verschiedenen Szenarien und Ausbaupfaden beider Studien [Dena 2012] und [IER 2013] lässt sich ableiten, dass es zu einer Kostenersparnis im Verteilnetz durch Begrenzung der Photovoltaikleistungseinspeisung kommen kann, wie Abbildung 23 beschreibt.

Es wird deutlich, dass es – in den betrachteten Szenarien der Studien – im Mittel bei einer zehnprozentigen Wirkleistungsreduktion zu einer Kostenreduktion von circa 15 Prozent kommen kann.

Nimmt man nun zusätzlich an, dass die Bundesländer als Kupferplatte ohne Berücksichtigung individueller Netzeigenschaften betrachtet werden, wurde stark vereinfacht abgeleitet, dass ab einer maximalen Wirkleistung von über 0,6 Kilowatt pro Kopf (bundesweiter Mittelwert) Investitionen in Verteilnetz getätigt werden müssen.

Nach dieser Methodik sind im Ausbaupfad „Bevölkerung“ im Vergleich zu „Business as usual“ Kosteneinsparungen von circa acht Prozent möglich. Im Ausbaupfad „Ost/West“ liegt das Einsparpotenzial im Vergleich zum Referenzausbaupfad bei circa zehn Prozent. Hierbei wurde die größere installierte Photovoltaikleistung in den beiden Ausbaupfaden

Mittlere regionale LCOE (Levelized Cost of Electricity) für Photovoltaikfreiflächenanlagen auf Stadt-/Landkreisebene für 2012 neu gebaute Anlagen Abbildung 25



„Bevölkerung“ und „Ost/West“ zum Ausgleich des energetischen Fehlbetrags berücksichtigt.

## 6.4 Regionale Stromgestehungskosten heute

### Frage 7: Wie stark unterscheiden sich die regionalen Stromgestehungskosten für Strom aus Photovoltaik in Anbetracht der je nach Region variierenden Sonneneinstrahlung?

Die aktuelle Ungleichverteilung bei der Photovoltaik steht im Spiegel der ungleichen regionalen Stromgestehungskosten, wie Abbildung 25 zeigt. Die zugrundeliegende Berechnung fußt auf dem für diese Studie verwendeten

Strahlungsmodell und auf der Methodik aus der Stromgestehungskostenstudie des ISE [ISE 2013].

Analog zu den oben beschriebenen regionalen solaren Energieerträgen ist zu beachten, dass die zugrunde gelegte Globalstrahlung den Mittelwerten der Globalstrahlung in den Jahren 2012 und 2013 entspricht. Die Aussagen, die man aus diesen Ergebnissen ziehen kann, stehen demnach auch entsprechend analog zu den regionalen solaren Energieerträgen. Die Balken geben somit abermals die gesamte Bandbreite auf Stadt-/Landkreis-Ebene an, die innerhalb eines Bundeslandes vorkommt.

Zwei Punkte werden demnach auch hier deutlich:

>>Für einige Regionen in Baden-Württemberg und Bayern liegen die LCOEs unter den hier getroffenen Annahmen im Durchschnitt bei circa 9,4 beziehungsweise 9,6 cent/kWh. Die Stromgestehungskosten liegen in den anderen Bundesländern um bis zu 20 Prozent höher.<<

>>Des Weiteren ist das Gefälle innerhalb der Bundesländer teilweise sehr hoch.<<

In Bayern besitzt die am wenigsten attraktive Region circa 14 Prozent höhere Stromgestehungskosten als die attraktivste Region in Bayern. Innerhalb von Baden-Württemberg beträgt dieser Unterschied immerhin noch circa 11 Prozent.

## 7 Fazit / Ausblick

Die vorliegende Studie wurde im Auftrag von Agora Energiewende am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE konzeptioniert und umgesetzt. Ziel war es zu untersuchen, welche Auswirkungen ein nach Regionen und hinsichtlich der Ausrichtungen stärker verteilter Photovoltaikzubaue auf das Energiesystem hat. Um dieser Fragestellung nachzugehen, wurden zusätzlich zu einer Einzelanlagenanalyse drei verschiedene Ausbaupfade entwickelt, mit denen auch Systemeffekte untersucht wurden. Die Analysen teilten sich auf in technische und in kostenseitige Betrachtungen.

Grundlage hierfür war eine Simulation der durch die Flotte von Photovoltaikanlagen erzeugten Einspeisereihen sowie eine Simulation der Windkraftanlagen und der Residuallast. Die Simulation wurde mit der im Anhang beschriebenen Methodik umgesetzt und bezieht sowohl Wetterdaten als auch anlagenspezifische Parameter ein. Die Modellergebnisse auf Stadt- und Landkreisebene wurden für die Analyse auf Bundeslandebene beziehungsweise deutschlandweit aggregiert und mit Lastzeitreihen von der Transparenzplattform der Strombörse EEX teilweise verknüpft.

Die technischen Analysen konnten auf dieser Datenbasis durchgeführt werden. Für die Abschätzung der Investitionskosten konnte auf aktuelle Erhebungen am Fraunhofer ISE zurückgegriffen werden. Die PV-Wertigkeit konnte durch ein Regressions-Strompreismodell bestimmt werden. Für die Bestimmung von möglichen Einsparpotenzialen in Verteilnetzen wurde auf etablierte Studien zurückgegriffen und diese als Grundlage für Schätzungen herangezogen. Die regionalen Stromgestehungskosten wurden auf Basis der Simulation und der Stromgestehungskostenstudie des ISE durchgeführt.

Insbesondere im relativen Vergleich der Szenarien miteinander lassen sich in der vorliegenden Kurzstudie folgende Aussagen machen.

1. Es gibt eine Vielzahl positiver Aspekte von Ost/West-ausgerichteten Photovoltaikanlagen. Diese Vorteile stehen den ertragsbedingten Nachteilen gegenüber. Dadurch könnten Mehrkosten der energetischen Kompensation durch Einsparungen bei der Installation und Konfiguration der Anlagen wie auch durch Vorteile einer höheren PV-Wertigkeit kompensiert werden. Voraussetzung ist hierzu eine hohe Photovoltaik-durchdringung des Energiesystems im Allgemeinen. Aus Investorensicht rechnet sich aktuell eine Direktvermarktung des erzeugten Photovoltaikstroms für eine zur Südanlage gleichwertigen Investition in eine Ost/West-Anlage nicht (siehe dazu auch Punkt 5).
2. Die Gestehungskosten von Solarstrom unterscheiden sich um bis zu 20 Prozent innerhalb Deutschlands.
3. Das sehr hohe Zubaupotenzial für Photovoltaikanlagen wurde in den einzelnen Bundesländern bisher sehr unterschiedlich ausgeschöpft.
4. Eine nicht regional differenzierte Ausschreibung kann zu einer Konzentration von Photovoltaikanlagen in wenigen Regionen in Deutschland führen.
5. Ausschreibungsbedingungen für Photovoltaik-freiflächenanlagen, die nicht ausschließlich auf Ertragsbasis fußen, sondern auch Standort und Ausrichtung der Anlagen berücksichtigen, ermöglichen Investoren eine differenziertere Betrachtung der Kosten und Nutzen einer Ost/West-Ausrichtung.

Da es sich hierbei um eine Kurzstudie handelt, wurde lediglich eine Auswahl von Aspekten getroffen; diese können nicht die Gesamtheit aller Auswirkungen alternativer Ausbaupfade abbilden. Für eine umfassende technische und kostenseitige Analyse müssten weitere Aspekte betrachtet und weitere Simulationsmodelle herangezogen werden. Einzelaspekte wie etwa die Auswirkungen auf die Verteilnetze müssen des Weiteren noch untersucht werden.

Aus der Studie lassen sich jedoch die beschriebenen Handlungsempfehlungen hinsichtlich Ost/West-Anlagen und der zukünftigen regionalen Verteilung ableiten. Die beschriebe-

nen Auswirkungen auf das Energiesystem bilden den Ausgangspunkt für die Entwicklung eines Solar-Referenzstragsmodells beziehungsweise die Ausgestaltung künftiger Ausschreibungsmodelle.

---

## Anhang

---

Die fluktuierende Erzeugung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen – sie ist eine der wesentlichen Grundlasten dieser Studie – wurde auf Basis eines zeitlich und räumlich hochaufgelösten Modellierungsansatzes simuliert. Die zeitliche Taktung findet in einem viertelstündlichen Intervall statt. Als räumliche Auflösung werden die NUTS-3-Regionen angesetzt, welche in Deutschland Stadt- und Landkreise umfassen.

Der Modellierungsansatz ist modular in einen meteorologischen und einen leistungsabhängigen Teil unterteilt. In einem ersten Schritt werden verschiedene meteorologische Parameter aus dem numerischen Wettermodell COSMO-DE des Deutschen Wetterdienstes (DWD) abgerufen. Dabei handelt es sich um die Windgeschwindigkeit, die Temperatur sowie um die direkte und diffuse Strahlung. Zusätzlich und zur Anpassung der Windgeschwindigkeit auf verschiedenen Höhen wird die Rauigkeitslänge als Indikator für die Oberflächenbeschaffenheit einbezogen. Diese Parameter werden aufbereitet und räumlich den einzelnen NUTS-3-Regionen zugeordnet.

Der leistungsabhängige Simulationsteil verwendet diese zugeordneten Wetterdaten. Darüber hinaus werden technologiebedingte Konfigurationen bestimmt. Dazu zählen bei Windkraftanlagen die anlagenspezifische Leistungskurve und Nabenhöhe. Bei Photovoltaikanlagen werden die technischen Parameter Ausrichtung, Neigung, Modultyp und thermisches Verhalten verwendet. Durch Einbezug der meteorologischen Daten und der konfigurierten technischen Anlagenparameter ist es dann möglich, die NUTS-3-aufgelöste Leistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu simulieren. Die als Watt je Kilowatt Peak (W/kWp) angegebene normierte Leistungsgröße wird in einem letzten Schritt mit der installierten Anlagenleistung der jeweiligen Region multipliziert. Damit kann in einem viertelstündlichen Intervall die erzeugte Leistung für beliebige Ausbaupfade und Anlagenkonfigurationen einer NUTS-3-Region simuliert werden.

Der beschriebene Modellierungsansatz konnte anhand deutschlandweiter Zeitreihen zur fluktuierenden Erzeugung (EEX-Transparency) validiert werden und zeigte sowohl im zeitlichen Verhalten als auch hinsichtlich der Höhe der Leistungswerte eine hohe Übereinstimmung mit den Realdaten.

---

## Literaturverzeichnis

---

**Dena-Verteilnetzstudie (2012)**

Dena-Verteilnetzstudie. Dezember 2012

**EEX Transparency (2012)**

PV- und Windproduktion.  
[www.transparency.eex.com](http://www.transparency.eex.com)

**EnergyMap (2014)**

EEG-Anlagenregister von Februar 2014  
[www.energymap.info/download.html](http://www.energymap.info/download.html). März 2014

**föderal erneuerbar (2014)**

Photovoltaik Leistungspotential.  
[www.foederal-erneuerbar.de](http://www.foederal-erneuerbar.de). Januar 2014

**IER-Verteilnetzsimulation (2013)**

IER. Uni-Stuttgart. Simulation des Einflusses von Wirkleistungsreduktion auf den Verteilnetzausbau am Beispiel Baden-Württemberg. 2013

**ISE (2013)**

Fraunhofer ISE. Studie: Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien. November 2013  
[www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf](http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf)

**Leipziger Institut für Energie (2010)**

Reichmuth, M. et al. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts gemäß § 65 EEG – Zwischenbericht des Vorhabens II c Solare Strahlungsenergie vom 29.10.2010. Leipzig 2010

**Lorenz et al. (2011)**

Lorenz, E./Scheidsteger, T./Hurka, J./Heinemann, D./Kurz, C.: Regional PV power prediction for improved grid integration, 2010  
25th EU PVSEC WCPEC-5. Valencia. Spanien

**Reiner Lemoine Institut (2013)**

Reiner Lemoine Institut GmbH. Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin 2013

**Šúri et al. (2007)**

Šúri, M./Cebecauer, T./Skoczek, A.: SolarGIS: Solar Data and Online Applications for PV Planning and Performance Assessment  
26th European Photovoltaics Solar Energy Conference. Hamburg, Germany. September 2011  
bbildungsverzeichnis

---

# Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

---

- Abbildung 1: Mittlere regionale LCOE für Photovoltaikfreiflächenanlagen auf Stadt-/Landkreisebene für 2012; Balken markieren die Bandbreite in den jeweiligen Bundesländern
- Abbildung 2: Installierte Leistung der Photovoltaikanlagen im Februar 2014 (eigene Grafik; Datengrundlage: [EnergyMap, 2014])
- Abbildung 3: Installierte Leistung der Windkraftanlagen im Februar 2014 (eigene Grafik; Datengrundlage: [EnergyMap, 2014])
- Abbildung 4: Kumulierte Globalstrahlung auf der Horizontalen im Jahr 2012 (eigene Berechnungen)
- Abbildung 5: Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in 100 Metern Höhe im Jahr 2012 (eigene Berechnungen)
- Abbildung 6: Durchschnittliche Tagesprofile von verschiedenen Photovoltaikanlagen (eigene Simulationen) und der Last [EEX Transparency, 2012] für das Jahr 2012. Alle Angaben sind gemittelt auf Deutschland.
- Abbildung 7: Vergleich von aktuell installierter Photovoltaikleistung und dem verfügbaren Potenzial in den einzelnen Bundesländern
- Abbildung 8: Vergleich der installierten Leistung pro Kopf in den einzelnen Szenarien
- Abbildung 9: Verteilung der installierten Leistung im Ausbaupfad „Ost/West“ auf die einzelnen Photovoltaikanlagentypen
- Abbildung 10: Unterschiede bei den regionalen Volllaststunden für einen gemischten Photovoltaikanlagenpark auf Basis der Wetterjahre 2012 und 2013. Die Balken verdeutlichen nicht Maximal- und Minimalwerte einzelner Anlagen.
- Abbildung 11: Unterschiede bei den Photovoltaikjahresenergieerträgen in den drei Ausbaupfaden
- Abbildung 12: Mittlere Photovoltaikerzeugungsleistungen (über ein Jahr gemittelt) für die drei Ausbaupfade
- Abbildung 13: Verhältnis der mittleren Stundenwerte im Ausbaupfad „Ost/West“ im Vergleich zu „Business as usual“
- Abbildung 14: Gleichzeitigkeit der Photovoltaikerzeugung in den Ausbaupfaden „Business as usual“ und „Bevölkerung“
- Abbildung 15: Ausschnitt der Jahresdauerlinien der drei Ausbaupfade
- Abbildung 16: Photovoltaikerzeugungsgradienten in GW/h für die drei Ausbaupfade als Histogramm dargestellt
- Abbildung 17: Vergleich der Photovoltaikerzeugungsgradienten von mehr als 10 GW/h in den drei Ausbaupfaden
- Abbildung 18: Residuale Lastgradienten in GW/h für die drei Ausbaupfade als Histogramm dargestellt
- Abbildung 19: Vergleich der residualen Lastgradienten von mehr als 10 GW/h in den drei Ausbaupfaden
- Abbildung 20: Zusammensetzung der Kosten einer Photovoltaikfreiflächenanlage (eigene Berechnungen)
- Abbildung 21: Regressionspreismodell als Grundlage der Bestimmung der PV-Wertigkeit bei den drei Ausbaupfaden
- Abbildung 22: Ausbaurkosten und Marktwertgewinn für die beiden Ausbaupfade „Business as usual“ und „Ost/West“ im Vergleich
- Abbildung 23: Reduktion der Verteilnetzskosten bei Wirkleistungsreduktion; zusammengestellt für ausgewählte Szenarien aus den zwei Studien „Dena-Verteilnetzstudie 2012“ [Dena 2012] und einer Studie des IER [IER 2013]
- Abbildung 24: Maximale Wirkleistung pro Bundesland (jeweils als Kupferplatte) in kW/Kopf
- Abbildung 25: Mittlere regionale LCOE (Levelized Cost of Electricity) für Photovoltaikfreiflächenanlagen auf Stadt-/Landkreisebene für 2012 neu gebaute Anlagen
- Abbildung 26: Bild 1: Satellitenbild (DLR) mit einem Kartenausschnitt für Deutschland; Bild 2: Aus dem COSMO-DE-Modell des DWD ermittelte auf die Erdoberfläche treffende Globalstrahlung (eigene Darstellung); Bild 3: Räumliche Zuordnung der Globalstrahlung zu den einzelnen

Stadt-/Landkreisen (eigene Darstellung); Bild 4: Beispielhafte Simulation der Photovoltaikerzeugungsleistung für die einzelnen Stadt-/Landkreise (eigene Darstellung)

### **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1:	Zentrale systemtechnische und kostenseitige Ergebnisse bei den drei Ausbaupfaden beziehungsweise auf Einzelanlagenbasis im Vergleich
Tabelle 2:	Investitionskosten in den drei Ausbaupfaden
Tabelle 3:	Marktwert und Marktwertfaktor pro Jahr bei den drei Ausbaupfaden
Tabelle 4:	Marktwertfaktor einer heute installierten Photovoltaikeinzelanlage in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## AUF DEUTSCH

### 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

### Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 in Berlin

### Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO<sub>2</sub>-Emissionen

### Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

### Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

### Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

### Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

### Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland. Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

### Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

### Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

### Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

### Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

### Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

### Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

### Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## [Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts](#)

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

## [Stromverteilnetze für die Energiewende](#)

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

## [Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell](#)

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

## [Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz \(EEG\)](#)

Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

## [Wie wird sich die Windenergie in Deutschland weiterentwickeln?](#)

Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie Entwicklung der Windenergie in Deutschland am 5. Juli 2013

## [Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen](#)

Studie von Energy Brainpool

## **AUF ENGLISCH**

## [12 Insights on Germany's Energiewende](#)

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

## [A radically simplified EEG 2.0 in 2014](#)

Concept for a two-step process 2014-2017

## [Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector](#)

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

## [Comparing Electricity Prices for Industry](#)

An elusive task – illustrated by the German case

## [Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?](#)

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

## [Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany](#)

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

## [Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany](#)

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

## [Report on the Polish power system](#)

Version 1.0

## [The German Energiewende and its Climate Paradox](#)

An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and CO2 Emissions, 2010-2030

---

## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



### **Agora Energiewende**

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin | Germany

T +49 (0)30 284 49 01-00

F +49 (0)30 284 49 01-29

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

