

# **STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN**

**STUDIE**

**NOVEMBER 2013**



# **Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien**

**Studie**

**Version November 2013**

**CHRISTOPH KOST**

**JOHANNES N. MAYER**

**JESSICA THOMSEN**

**NIKLAS HARTMANN**

**CHARLOTTE SENKPIEL**

**SIMON PHILIPPS**

**SEBASTIAN NOLD**

**SIMON LUDE**

**THOMAS SCHLEGL**

**FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE**

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>Zusammenfassung</b>	<b>2</b>
<b>1. Ziel der Untersuchung</b>	<b>6</b>
<b>2. Historische Entwicklung von Erneuerbaren Energien</b>	<b>8</b>
<b>3. Berechnung von Stromgestehungskosten</b>	<b>10</b>
<b>4. Technologien in Deutschland</b>	<b>16</b>
<b>5. Technologien für hohe Solarstrahlung</b>	<b>27</b>
<b>6. Ausblick: Stromgestehungskosten und Systemintegration von Erneuerbaren Energien</b>	<b>33</b>
<b>7. Anhang</b>	<b>36</b>
<b>8. Referenzen</b>	<b>40</b>

**Ansprechpartner:**

*Dipl. Wi.-Ing. Christoph Kost*  
*christoph.kost@ise.fraunhofer.de*

*Dipl. Phys. oec. Johannes N. Mayer*  
*johannes.nikolaus.mayer@ise.fraunhofer.de*

**Leiter GF Energiesystemanalyse:**

*Dr. Thomas Schlegl*

**Fraunhofer-Institut  
für Solare Energiesysteme ISE**

*Heidenhofstraße 2*  
*79110 Freiburg*  
*www.ise.fraunhofer.de*

**Institutsleiter:**

*Prof. Dr. Eicke R. Weber*

# ZUSAMMENFASSUNG

In der vorliegenden Studie wurden die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien im dritten Quartal 2013 untersucht und deren weitere Kostenentwicklung auf Basis von technologie-spezifischen Lernraten und Marktszenarien bis zum Jahr 2030 prognostiziert.

Der Fokus liegt auf den Stromgestehungskosten von Photo-voltaik (PV), Windenergie- (WEA) und Biomasseanlagen in Deutschland. Als Referenz wurde darüber hinaus auch die Entwicklung der Stromgestehungskosten für neu errichtete konventionelle Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)) untersucht. Abbildung 1 zeigt die be-rechneten Stromgestehungskosten für erneuerbare und fossile Kraftwerke, die in 2013 errichtet wurden.

**PV-Anlagen** erzielen je nach Anlagentyp (Freifläche oder kleine Dachanlage) und Einstrahlung (1000 bis 1200 kWh/m<sup>2</sup>a GHI in Deutschland) **Stromgestehungskosten zwischen 0,078 und 0,142 Euro/kWh im dritten Quartal 2013**. Die spezi-fischen Anlagenkosten liegen dabei im Bereich von 1000 bis 1800 Euro/kWp. Die Stromgestehungskosten für alle PV-An-lagentypen haben damit den Anschluss an die Kosten der ande-ren Stromerzeugungstechnologien erreicht und liegen deutlich unterhalb des durchschnittlichen Endkundenstrompreises von 0,289 Euro/kWh (BMWi 2013).

An sehr guten Onshore-Windstandorten produzieren WEA Strom bereits heute zu geringeren Kosten als neue Steinkoh-le- oder GuD-Kraftwerke. Die **Stromgestehungskosten von Onshore-WEA** (spez. Invest zw. 1000 und 1800 Euro/kW) **lie-gen heute zwischen 0,045 und 0,107 Euro/kWh**. Trotz hö-herer durchschnittlicher Volllaststunden von bis zu 4000 Stun-den jährlich verzeichnen **Offshore-WEA mit knapp 0,119 bis 0,194 Euro/kWh deutlich höhere Stromgestehungskosten als Onshore-WEA**. Ursachen sind die teurere Installation sowie höhere Betriebs- und Finanzierungskosten der Offshore-Anla-gen (spez. Invest zw. 3400 und 4500 Euro/kW).

Die **Stromgestehungskosten von Biogasanlagen** (spez. Invest zw. 3000 und 5000 Euro/kW) **liegen zwischen**

**0,135 Euro/kWh** (Substratkosten 0,025 Euro/MWh<sub>th</sub>, 8000 Volllaststunden) **und 0,215 Euro/kWh** (Substratkosten 0,040 Euro/MWh<sub>th</sub>, 6000 Volllaststunden). Eine Wärmeaus-kopplung wurde bei der Berechnung nicht berücksichtigt.

Bei den konventionellen Kraftwerken sind **Braunkohlekraft-werke die größten Profiteure der niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifi-katspreise**. Abhängig von den angenommenen Volllaststunden, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen liegen die Stromgeste-hungskosten von **Braunkohle bei 0,038 - 0,053 Euro/kWh**, von **Steinkohle bei 0,063 - 0,080 Euro/kWh** und von **GuD-Kraftwerken bei 0,075 - 0,098 Euro/kWh**. Die Volllaststun-den von konventionellen Kraftwerken sind entsprechend den Zielen für erneuerbare Energien mit einer sinkenden Tendenz in die Berechnung der Stromgestehungskosten integriert. Werte in Abbildung 1 spiegeln dabei nur die Höhe der Volllaststunden für das Jahr 2013 wider, Annahmen über die zukünftige Höhe der Volllaststunden finden sich in Tabelle 4.

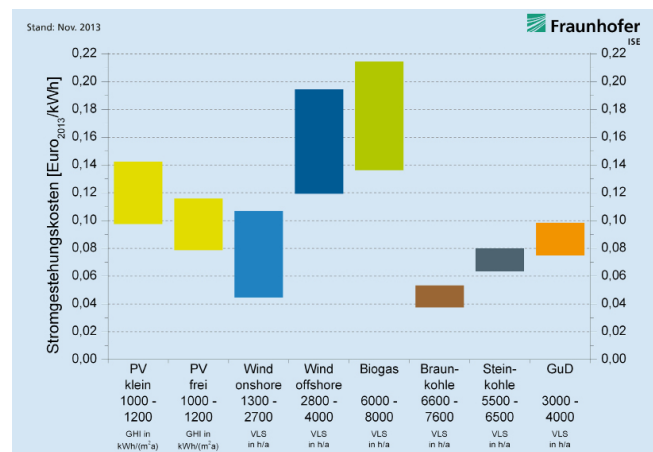


Abbildung 1: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2013. Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei PV auf die solare Einstrahlung (GHI) in kWh/(m<sup>2</sup>a), bei den anderen Technologien gibt sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an. Spezifische Investitionen sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt.

## Prognose der Stromgestehungskosten in Deutschland bis 2030

Abbildung 2 zeigt das Ergebnis der Berechnungen für die weitere Entwicklung der Stromgestehungskosten in Deutschland bis zum Jahr 2030. Die dargestellten Kostenbänder spiegeln dabei die bestehende Bandbreite der **Berechnungsparameter** wieder (z.B. Anlagenpreise, Sonneneinstrahlung, Windangebot, Brennstoffpreise, Zahl der Volllaststunden, Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate etc.) welche **in Tabelle 1 bis 7 eingesehen werden können**. Beispielhaft soll diese Methodik für das Photovoltaik Kostenband erläutert werden: Das obere Limit der Stromgestehungskosten ergibt sich aus der Kombination einer PV-Anlage mit hohem Anschaffungspreis an einem Standort mit niedriger Sonneneinstrahlung (z.B. Norddeutschland). Umgekehrt wird das untere Limit durch die günstigsten verfügbaren Anlagen an Standorten mit hoher Einstrahlung in Süddeutschland definiert. Analog wird dieses Verfahren mit den entsprechend Bezugsgrößen auch auf Wind- und Biomasseanlagen sowie auf die konventionellen Kraftwerke angewandt. Die marktüblichen Finanzierungskosten und Risikoaufschläge werden detailliert und technologiespezifisch in der Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt. Dies

ermöglicht einen realistischen Vergleich von Kraftwerksstandorten, Technologierisiken und Kostenentwicklungen. Die Höhe der Finanzierungskosten hat einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten und die Wettbewerbsfähigkeit einer Technologie. Weiterhin werden in dieser Studie alle Kosten und Diskontierungssätze mit realen Werten (Bezugsjahr 2013) berechnet. Die spezifischen Investitionen im dritten Quartal 2013 wurden durch Marktrecherchen und Kostenstudien ermittelt.

Aufgrund der Konsolidierung des PV-Markts wird bis 2014 mit keinen signifikanten Preissenkungen am Markt gerechnet. Danach wird eine Progress Ratio (PR) von 85% (entspricht einer Lernrate von 15%) angenommen, was zu weiteren Kostensenkungen führt. **Bis Ende des nächsten Jahrzehnts werden die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen auf 0,055 bis 0,094 Euro/kWh sinken**, sodass selbst kleine dachinstallierte PV-Anlagen mit Onshore-WEA und den gestiegenen Stromgestehungskosten von Braunkohle- (0,06 bis 0,08 Euro/kWh), Steinkohle- (0,08 bis 0,11 Euro/kWh) und GuD-Kraftwerken (0,09 bis 0,12 Euro/kWh) konkurrieren können. Die spezifischen Anlageninvestitionen liegen dann bei 570 bis 1020 Euro/kWp. **PV-Freiflächenanlagen in Süddeutschland werden die durchschnittlichen Stromgestehungskosten aller fossiler**

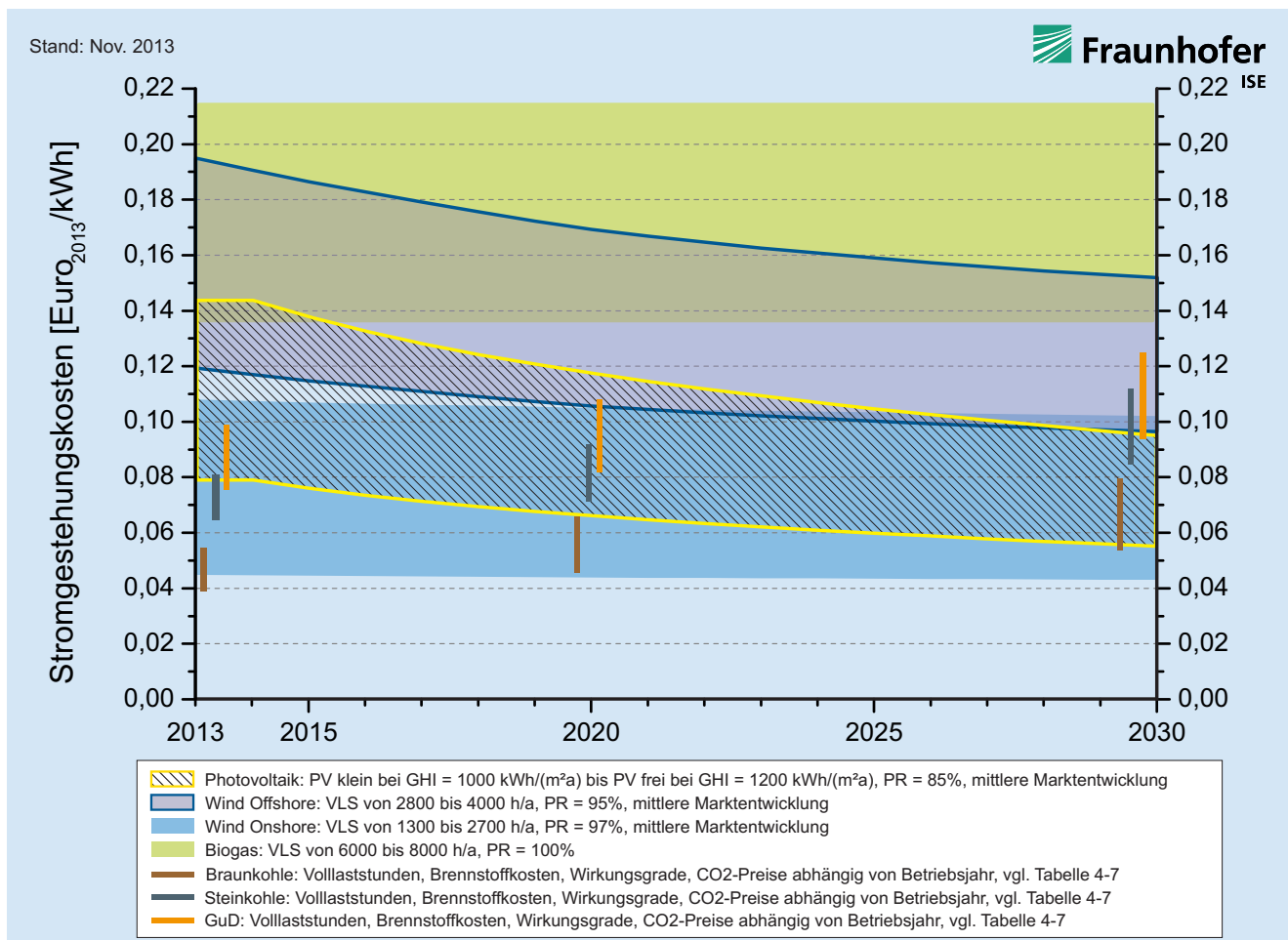


Abbildung 2: Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2030. Berechnungsparameter in Tabelle 1 bis 7.

### Kraftwerke bis zum Jahr 2030 deutlich unterbieten.

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA liegen bereits heute auf sehr niedrigem Niveau und werden zukünftig nur noch wenig sinken. Verbesserungen werden hauptsächlich in einer höheren Volllaststundenzahl und der Erschließung von neuen Standorten mit speziellen Schwachwindturbinen erwartet. Durch die zu erwartende Kostensteigerung bei fossilen Kraftwerken wird sich die Wettbewerbsfähigkeit von **Onshore-WEA** dennoch weiter verbessern und **die Stromgestehungskosten an windreichen Standorten spätestens im Jahr 2020 mit Braunkohlekraftwerken gleichziehen**. Im Jahr 2030 entscheiden insbesondere die Standortbedingungen, ob WEA kostengünstiger Strom produzieren können als PV-Anlagen. **Offshore-WEA haben verglichen mit Onshore-WEA noch ein starkes Kostenreduktionspotenzial. Bis 2030 werden die Erzeugungskosten je nach Standort und Windangebot auf Werte zwischen 0,096 und 0,151 Euro/kWh absinken.**

Da bei **Biogasanlagen mit geringen Kostensenkungen** gerechnet wird, sind für Biogas keine Lernraten hinterlegt. Dies führt wiederum zu konstanten Stromgestehungskosten bis 2030 (0,135 und 0,215 Euro/kWh ohne Erträge aus Wärmeerzeugung).

### Solartechnologien in Regionen mit hoher Einstrahlung

Im zweiten Teil der Studie wird eine Betrachtung von Solartechnologien für sonnenreiche Regionen durchgeführt. Da diese Märkte meist weniger weit entwickelt sind und gerade in den MENA-Staaten (Middle East, North-Africa) häufig auch das politische Umfeld nicht so stabil ist wie in Mitteleuropa, wird bei den Kapitalkosten eine entsprechender Risikoaufschlag von rund 2% berücksichtigt. Aufgrund dieser Annahmen liegen die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen im Vergleich zu Deutschland nicht so signifikant niedriger, wie man zunächst vermuten würde. Die Technologien CSP und CPV werden an Standorten mit einer hohen Direktnormalstrahlung von 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a), entspricht Südspanien, und 2500 kWh/(m<sup>2</sup>a), entspricht der MENA-Region, analysiert. PV-Anlagen werden an entsprechenden Standorten mit einer Globalstrahlung (GHI) von 1800 kWh/(m<sup>2</sup>a) und 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) sowie einem zusätzlichen Standort mit einer geringeren Solarstrahlung von 1450 kWh/(m<sup>2</sup>a), entspricht Südfrankreich, untersucht.

Die Stromgestehungskosten von PV im Jahr 2013 liegen bei den betrachteten Solareinstrahlungen von 1450 - 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) für alle PV-Anlagentypen unter 0,120 Euro/kWh. Bei 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) können PV-Freiflächen-

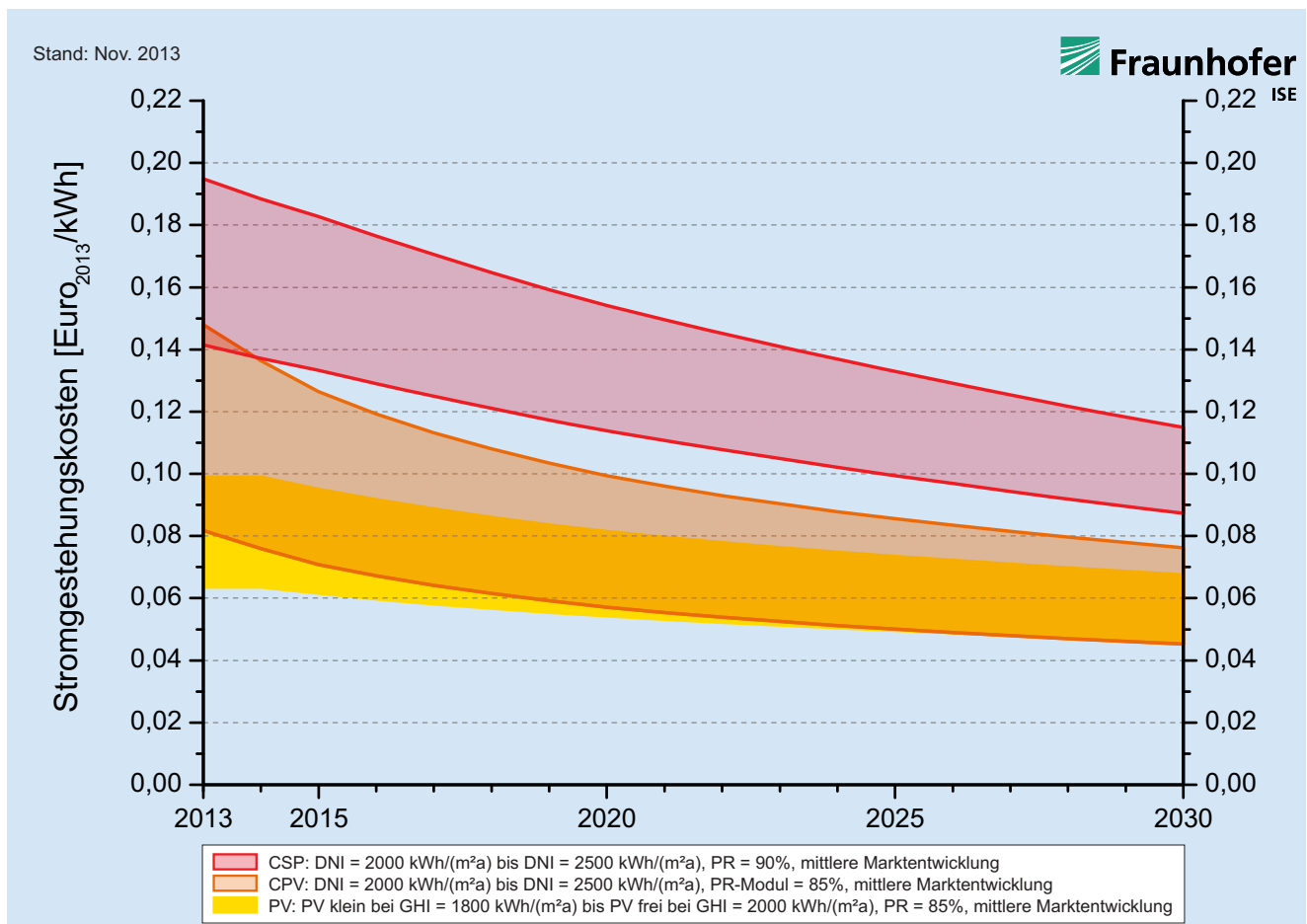


Abbildung 3: Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten verschiedener Solartechnologien an Standorten mit hoher Solarstrahlung bis 2030.

anlagen Strom schon für 0,059 Euro/kWh erzeugen und haben damit Stromgestehungskosten in vergleichbarer Höhe wie die Stromerzeugung aus Öl, Gas und Steinkohle. In Ländern ohne hohe Subventionen im Stromsektor liegen die Stromgestehungskosten von PV damit unterhalb des Endkundenstrompreises und Investitionen in PV-Anlagen können auch ohne staatliche Anreizprogramme rentabel sein. Bis 2030 werden die Kosten für PV-Strom an Standorten mit hoher Einstrahlung auf 0,043 bis 0,064 Euro/kWh sinken.

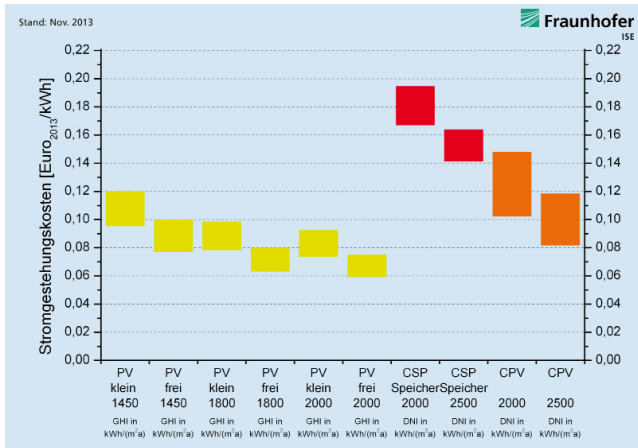


Abbildung 4: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien an Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung im Jahr 2013. Der Wert unter der Technologie bezieht sich auf die solare Einstrahlung in kWh/(m<sup>2</sup>a): GHI für PV, DNI für CPV und CSP.

Parabolrinnenkraftwerke mit achtstündigem Speicher weisen heute an Standorten mit einer jährlichen Direktnormalstrahlung (DNI) zwischen 2000 und 2500 kWh/(m<sup>2</sup>a) Stromgestehungskosten von 0,139 bis 0,196 Euro/kWh auf. Aufgrund der starken Kostensenkungen bei PV-Anlagen innerhalb der letzten Jahre besitzen PV-Kraftwerke am gleichen Standort einen Kostenvorteil gegenüber CSP-Kraftwerken. Der Vorteil der Speicherbarkeit von Energie und der regelbaren Stromproduktion von solarthermischen Kraftwerken ist dabei aber nicht berücksichtigt. Bis zum Jahr 2030 sind bei positiver Entwicklung des Weltmarktes für CSP Kraftwerke erhebliche Kostensenkungen möglich, sodass die Stromgestehungskosten perspektivisch Werte um 0,097 bis 0,135 Euro/kWh erreichen können. Dies entspricht dann einer spezifischen Investition für ein solarthermisches Parabolrinnenkraftwerk mit Speicher von 2900 bis 3700 Euro/kW.

Konzentrierende Photovoltaikanlagen (CPV) können 2013 nach erheblichen Kostensenkungen in den letzten Jahren an entsprechenden Standorten mit einer DNI von 2000 bzw 2500 kWh/(m<sup>2</sup>a) Stromgestehungskosten von 0,082 bis 0,148 Euro/kWh erzielen. Die junge Technologie CPV könnte bei weiterhin positiver Marktentwicklung bis 2030 Kostensenkungen auf einen Bereich zwischen 0,045 und 0,075 Euro/kWh

erzielen. Die Anlagenpreise von CPV liegen dann bei 700 bis 1100 Euro/kWp.

Sowohl bei CSP als auch bei CPV Kraftwerken bestehen aus heutiger Sicht noch große Unsicherheiten über die weitere Marktentwicklung und somit auch über die Möglichkeit, weitere Kostensenkungen durch technologisches Lernen zu realisieren. Die durchgeführte Analyse zeigt jedoch, dass diese Technologien perspektivisch sinkende Stromgestehungskosten besitzen und eine Weiterentwicklung dieser Technologien insofern interessant und lohnend ist.

### Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien Studie, Version November 2013

Die vorliegende Studie ist eine methodische und inhaltliche Aktualisierung der Versionen von Mai 2012 (Kost et al. 2012) und Dezember 2010 (Kost und Schlegl 2010) und greift aktuelle Trends in der Kostenentwicklung der letzten drei Jahre auf.

Stromgestehungskosten stellen eine Vergleichsgröße auf Basis gewichteter Durchschnittskosten für Stromerzeugungstechnologien dar. Sie ermöglichen einen Vergleich zwischen verschiedenen Technologien und sind nicht mit der Höhe von Einspeisevergütungen gleichzusetzen. Die tatsächliche Wertigkeit von Strom bestimmt sich durch die tageszeitlichen und wetterbedingten Schwankungen von Angebot und Nachfrage und kann nicht über Stromgestehungskosten abgebildet werden. Weiterführende Informationen zur Methodik der Stromgestehungskosten finden sich im Anhang auf Seite 36.

# 1. ZIEL DIESER UNTERSUCHUNG

Im Gegensatz zu den tendenziell steigenden Energiepreisen bei fossilen und nuklearen Stromquellen sinken die Stromgestehungskosten aller erneuerbarer Energietechnologien seit Jahrzehnten kontinuierlich. Getrieben wird diese Entwicklung durch technologische Innovationen wie den Einsatz günstigerer und leistungsfähigerer Materialien, reduzierten Materialverbrauch, effizientere Produktionsprozesse, Steigerung von Wirkungsgraden sowie die automatisierte Massenproduktion von Komponenten. Aus diesen Gründen ist das Ziel dieser Studie die aktuelle und die mögliche zukünftige Kostensituation zu analysieren.

## Zentrale Inhalte dieser Studie

- Analyse der aktuellen Situation und zukünftigen Marktentwicklung von Photovoltaik (PV), Windenergieanlagen (WEA) und Biogasanlagen in Deutschland
- Ökonomische Modellierung der technologiespezifischen Stromgestehungskosten (Stand 3. Quartal 2013) für verschiedene Anlagentypen und Standortbedingungen (z.B. Einstrahlung und Windangebot) auf Basis der marktüblichen Finanzierungskosten
- Bewertung der unterschiedlichen Technologie- und Finanzparameter anhand von Sensitivitätsanalysen für die einzelnen Technologien
- Prognose der zukünftigen Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien bis 2030 anhand von Lernkurvenmodellen und Marktszenarien
- Analyse der aktuellen Situation und zukünftigen Marktentwicklung von Photovoltaik, solarthermischen Kraftwerken (CSP) und konzentrierender Photovoltaik (CPV) für einen sonnenreichen Standort

Die Technologien werden anhand historisch belegter Lernkurven und marktüblicher Finanzierungskosten bewertet und gegenübergestellt. Als Referenz werden die aktuellen und zukünftigen Stromgestehungskosten von neuen konventionellen Kraftwerken (Braunkohle-, Steinkohle- und Gas- und Dampfkraftwerke) berechnet.

Um die üblichen Variationen der Marktpreise und Schwankungen in den Volllaststunden innerhalb der jeweiligen Technologie realistisch abbilden zu können, werden obere und untere Preisgrenzen angegeben. Es ist zu beachten, dass sich Marktpreise häufig an geltenden Einspeisetarifen orientieren und sich damit nicht immer im freien Wettbewerb befinden. Nicht berücksichtigt werden Charakteristika einzelner Technologien, die nicht in Stromgestehungskosten abgebildet werden können, wie beispielsweise Vorteile einer einfach integrierbaren Speicherung, Anzahl der Volllaststunden, dezentrale Stromerzeugung, Fähigkeit zum Lastfolgebetrieb und tageszeitabhängige Verfügbarkeit.

Die Höhe der Stromgestehungskosten von erneuerbaren Technologien hängt maßgeblich von folgenden Parametern ab:

### Spezifische Anschaffungsinvestitionen

für Bau und Installation der Anlagen mit Ober- und Untergrenzen; ermittelt aus aktuellen Kraftwerks- und Marktdaten,

### Standortbedingungen

mit typischem Strahlungs- und Windangebot für unterschiedliche Standorte oder mit Volllaststunden im Energiesystem,

### Betriebskosten

während der Nutzungszeit der Anlage,

### Lebensdauer der Anlage,

### Finanzierungsbedingungen

am Finanzmarkt ermittelte Renditen und Laufzeiten aufgrund technologiespezifischer Risikoaufschläge und länderspezifischer Finanzierungsbedingungen, unter Berücksichtigung des Anteils von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung.



Folgende Stromerzeugungstechnologien werden bei verschiedener Größenauslegung bezüglich der aktuellen Höhe ihrer Stromgestehungskosten unter den Standortbedingungen von Deutschland untersucht und bewertet:

### **Photovoltaikanlagen (PV)**

#### **Module auf Basis von kristallinen Siliciumsolarzellen**

- Dachinstallierte Kleinanlagen (bis 10 kWp) – PV klein
- Dachinstallierte Großanlagen (10 - 1000 kWp) – PV groß
- Freiflächenanlagen (größer 1000 kWp) – PV frei

Für die PV-Anlagen wurden Standorte in Deutschland mit einer horizontalen Globalstrahlung von 1000 bis 1200 kWh/(m<sup>2</sup>a) untersucht. Außerdem wurden die Stromgestehungskosten an Standorten mit einer Globalstrahlung von 1450 kWh/(m<sup>2</sup>a) bis 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) (entspricht einem Bereich von Südfrankreich bis Nordafrika bzw. den MENA-Staaten (Middle East and North Africa) analysiert. Es wurden Standardmodule mit multikristallinen Siliciumsolarzellen berücksichtigt.

### **Windenergieanlagen (WEA)**

- Onshore (2 - 3 MW): Stark- und Schwachwindanlagen
- Offshore (3 - 5 MW)

Betrachtet wird der Betrieb von Onshore-WEA in Deutschland bei 1300 bis 2700 Volllaststunden pro Jahr sowie von Offshore-WEA bei 2800 bis 4000 Volllaststunden pro Jahr.

### **Biogasanlagen**

- Biogasanlagen (> 500kW) mit Substrat (Silomais, Schweinegülle etc.)

Die Kosten der Stromerzeugung durch Biogas werden unter Berücksichtigung unterschiedlicher Substratpreise zwischen 0,025 Euro/kWh<sub>th</sub> und 0,04 Euro/kWh<sub>th</sub> untersucht. Der Betrieb als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage mit zusätzlicher Wärmeausleitung und damit erreichbare Erträge sind in dieser Studie nicht hinterlegt.

### **Konventionelle Kraftwerke**

- Braunkohlekraftwerke (1000 MW)
- Steinkohlekraftwerke (800 MW)
- Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke, 500 MW)

Als Referenz werden die Stromgestehungskosten von neuen konventionellen Kraftwerken basierend auf Braun/Steinkohle und Erdgas mit verschiedenen Entwicklungspfaden für die Volllaststunden sowie für unterschiedliche Preise von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten und Brennstoffen analysiert.

Für Standorte mit hoher Solarstrahlung werden neben der Photovoltaik-Technologie auch die konzentrierende Photovoltaik (CPV) und solarthermische Großkraftwerke (CSP) untersucht. Da CPV- und CSP-Kraftwerke nur unter hoher Direktstrahlung zur Stromerzeugung genutzt werden können, konzentriert sich die Analyse auf Standorte mit einer Direktnormalstrahlung von 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) (beispielsweise in Spanien) und Standorte mit 2500 kWh/(m<sup>2</sup>a) (beispielsweise in den MENA-Staaten):

### **Konzentrierende Photovoltaik (CPV)**

- Nachgeführte konzentrierende Photovoltaik (> 1 MWp)

Analysiert werden nachgeführte, konzentrierende Photovoltaikanlagen im Großkraftwerksmaßstab, die mittels Konzentratortechniken Direktstrahlungsenergie in hocheffizienten Modulen zu Strom umwandeln.

### **Solarthermische Großkraftwerke (CSP)**

- Parabolrinnenkraftwerke (100 MW) mit und ohne Wärmespeicher - Parabol
- Kraftwerke mit Fresnel-Technologie (100 MW) – Fresnel
- Turmkraftwerke (100 MW) mit Wärmespeicher – Turm

Von den solarthermischen Kraftwerkstechnologien werden drei verschiedene Technologien (Parabolrinnenkraftwerke, Fresnelsysteme und Turmkraftwerke) betrachtet, die derzeit entwickelt und gebaut werden.

## 2. HISTORISCHE ENTWICKLUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

In den vergangenen zehn Jahren verzeichnete der weltweite Markt für erneuerbare Energien ein starkes Wachstum (siehe Abbildung 5). Besonders in den letzten Jahren hat eine zunehmende Wettbewerbsfähigkeit zu konventionellen Kraftwerken dem globalen Markt für erneuerbare Energien einen zusätzlichen Schub gegeben, der bis dahin vor allem von staatlichen Förderprogrammen getragen wurde.

Die Einführung von Förderprogrammen für erneuerbaren Energien und die Festsetzung von Langfristzielen in der Energiepolitik schuf in vielen Staaten ein stabiles Investitionsklima. Die Gesetzgeber in zahlreichen Staaten reagierten damit auf die absehbare Verknappung von fossilen Energieträgern und die Klimaproblematik. Durch einen frühzeitigen Einstieg in den Markt der erneuerbaren Energien versuchten sie den Transformationsprozess zu einem Energiesystem auf Basis von erneuerbaren Energien in Gang zu bringen und durch den Aufbau von Produktionskapazitäten und Installationen von erneuerbaren Energietechnologien volkswirtschaftlich von der Entwicklung zu profitieren. Gleichzeitig entstanden und entstehen immer mehr Technologieanwendungen, in denen erneuerbare Energien auch ohne Investitionsunterstützung wettbewerbsfähig sind.

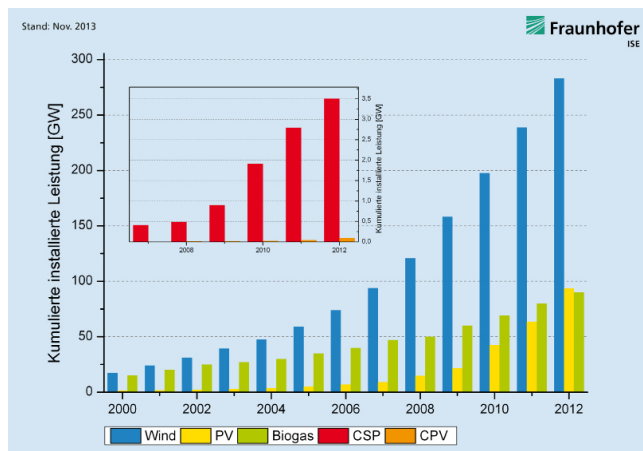


Abbildung 5: Global kumulierte installierte Kapazität 2000-2012 von PV, CSP, WEA und CPV nach Fraunhofer ISE, GWEC 2013, Sarasin 2011, EPIA 2013.

Das starke Marktwachstum von erneuerbaren Energien und die hohen Investitionen in neue Kraftwerke gingen einher mit intensiven Forschungsanstrengungen, die in verbesserten Systemlösungen mit höheren Wirkungsgraden, niedrigeren Produktionskosten sowie geringeren Betriebskosten mündeten. In Kombination mit zunehmender Massenfertigung konnten die spezifischen Investitionen und damit die Stromgestehungskosten aller hier analysierten Technologien deutlich gesenkt werden. Weiter sinkende Stromgestehungskosten wiederum werden die Absatzpotentiale der Technologien in den kommenden Jahren deutlich wachsen lassen und zu einer weiterhin dynamischen Marktentwicklung der erneuerbaren Energien beitragen.

Der Umfang des weltweiten Ausbaus der Kraftwerkskapazitäten von erneuerbaren Energien wird durch die installierte Gesamtleistung von fast 500 GW bis Ende 2012 und die jährlichen Investitionen in neue Anlagen von bis zu 244 Mrd. US\$ in 2012 deutlich (Zahlen von REN21 (2012)); zusätzlich ist eine Kraftwerksleistung von ca. 1000 GW in Wasserkraft-Großkraftwerken installiert. Zum Vergleich: Die weltweit aktuell installierte Leistung von Kernkraftwerken beträgt 366 GW. Während im Zeitraum 2000 bis 2012 die installierte Leistung von Kernkraftwerken nur um 9 GW zugenommen hat, waren es 266 GW bei Wind und knapp 100 GW bei Solaranlagen (World Nuclear Industry Status Report 2013)

Aufgrund unterschiedlicher Kosten- und Marktstrukturen, aber auch der Fördermaßnahmen entwickelten sich die Märkte der einzelnen Technologien sehr unterschiedlich. So erreichte der Markt für WEA frühzeitig wettbewerbsfähige Marktpreise und hat daher auch ohne Marktanreizprogramme in zahlreichen Ländern Absatzmärkte gefunden. Die installierte Leistung summiert sich aktuell auf fast 284 GW, wobei die Neuinstallationen im Jahr 2012 etwa 44 GW erreichten (GWEC 2013). Unter den erneuerbaren Energietechnologien hat die Windkraft bezogen auf die installierte Leistung damit weiterhin einen höheren Absatz als die Photovoltaik mit 31 GW<sub>p</sub> im Jahr 2012. Laut einer Studie von Bloomberg New Energy Finance wird die Neuinstallation bei PV in 2013 mit 36,7 GW<sub>p</sub> jedoch erstmals über der von Wind liegen, die voraussichtlich 35,5 GW beträgt. Die

gegenüber konventionellen Stromerzeugungstechnologien wettbewerbsfähigen Stromgestehungskosten von WEA an windstarken Onshore-Standorten ermöglichten die Etablierung der Windkraft in einer Vielzahl von Märkten, darunter auch in einigen Entwicklungs- und Schwellenländern. Trotz guter Wachstumsprognosen für die Offshore-Windkraft haben Probleme in der Realisierungsphase von neuen Anlagen dazu geführt, dass sie aktuell nur einen Anteil von weniger als 1,5% an der Gesamtkapazität aller installierten WEA erreicht. Einer teilweise hohen Priorisierung der Offshore-Windenergie steht bei derzeitigen Projektrealisierungen ein hoher Mehraufwand für die technische Umsetzung gegenüber, der häufig zu Projektverzögerungen führt.

Der Photovoltaikmarkt hat sich durch den Ausbau der Produktionskapazitäten insbesondere in Asien unter Verwendung von hochautomatisierten Fertigungsstraßen ebenfalls zu einem wichtigen Segment innerhalb der erneuerbaren Energien entwickelt. Durch erhebliche Produktionsüberkapazitäten kommt es seit 2009 zu einem hohen Wettbewerb innerhalb der PV-Industrie. Dies führt seit 2011 zu deutlichen Preisrückgängen und teilweise nicht erwarteten Marktdynamiken.

Der Markt für Biogasanlagen ist in den letzten Jahren in Deutschland, gefolgt von Österreich und England, am stärksten gewachsen. Der Grund liegt vor allem in den Vergütungsregelungen der jeweiligen Ländern. Ein Markt für Biogasanlagen entwickelt sich zunehmend auch in den USA sowie in China.

Neben den oben beschriebenen Technologien, die in Deutschland zur Anwendung kommen, können in Ländern mit höherer Solarstrahlung die beiden Technologien konzentrierende Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke eine wichtige Rolle innerhalb der Stromerzeugung spielen. Die konzentrierende Photovoltaik befindet sich in einer frühen Phase der Marktentwicklung, verglichen mit den länger am Markt etablierten PV-Technologien auf Wafer-Silizium- und CdTe-Basis. Nachdem im Zeitraum von 2001 bis 2007 einzelne Prototypen und kleinere Anlagen mit Leistungen von wenigen 100 kW installiert wurden, werden seit 2008 zunehmend Kraftwerke im MW-Bereich realisiert. Der Markt ist in den letzten Jahren kontinuierlich gewachsen, mit einem Marktvolumen von 50 MW in 2012 im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energietechnologien jedoch noch klein.

In Regionen mit hoher Solarstrahlung wurden CSP-Kraftwerke, nach ersten Anlageninstallationen in den 80er Jahren in den USA, in einigen Ländern seit 2007 wieder entdeckt, sodass inzwischen 3500 MW (vor allem in Spanien und in den USA) installiert sind (Daten aus eigener Marktrecherche). Vor allem in den sonnenreichen MENA-Staaten (Middle East and North Afri-

ca) wird das Konzept der CSP-Kraftwerke aufgrund der Vorteile der thermischen Energiespeicherung und der Möglichkeit einer hohen lokalen Wertschöpfung von politischen Entscheidungsträgern derzeit intensiv verfolgt.

Für die Prognose der Stromgestehungskosten bis 2030 nutzt diese Studie Lernkurvenmodelle zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen. So konnten besonders für die Windtechnologie und Silizium-PV in den letzten 20 Jahren hohe Lernraten von bis zu 20% beobachtet werden (Albrecht 2007, Neij 2008). Da sich bei CPV und CSP noch keine langjährig stabilen Lernkurven bilden konnten, ist die Betrachtung der Lernkurven dieser Technologien mit einer größeren Unsicherheit behaftet. Den Lernkurvenmodellen werden Marktszenarien für jede Technologie mit einer Prognose der zukünftigen Marktentwicklungen zu Grunde gelegt, die aus Referenzszenarien verschiedener Studien entnommen sind (Tabelle 8 im Anhang). Aus den technologiespezifischen Marktszenarien ergibt sich für jede Technologie ein Entwicklungshorizont, der jedoch von zahlreichen technologischen, energiepolitischen und wirtschaftlichen Entscheidungsvariablen in den kommenden zwanzig Jahren beeinflusst wird. Für alle Technologien besteht eine erhebliche Unsicherheit über die tatsächlich realisierbare Marktentwicklung bis zum Jahr 2030, da diese sehr stark von der Höhe der spezifischen Investitionen und der nutzbaren Volllaststunden, dem regulatorischen Umfeld der unterschiedlichen Märkte und nicht zuletzt der Preisentwicklung der konventionellen Energieträger abhängig ist. Die tatsächliche Marktentwicklung jeder Technologie ist jedoch entscheidend für den zeitlichen Verlauf der Kostendegression. Die hier vorgestellten Entwicklungen der Stromgestehungskosten sind daher potenzielle Entwicklungspfade auf Basis aktueller Marktentwicklungen aus verschiedenen Referenzszenarien und technologiespezifischen Annahmen wie Lernrate und Volllaststunden.

# 3. BERECHNUNG VON STROMGESTEHUNGSKOSTEN

## Technologie- und Finanzierungsparameter

Eine detaillierte Erläuterung zur Methodik der Stromgestehungskosten (engl. LCOE = Levelized Costs of Electricity) findet sich im Anhang auf Seite 36.

Für alle Technologien wird auf Grundlage der Datenrecherche eine obere und untere Preisgrenze ohne Berücksichtigung von Ausreißern ermittelt, zwischen denen die marktüblichen Kosten für die Installation der Anlagen variieren. Es werden für alle Standorte einheitliche Investitionshöhen angenommen. In der Praxis ist zu berücksichtigen, dass die Anlageninvestitionen in noch nicht entwickelten Märkten z.T. deutlich höher liegen können. Tabelle 1 gibt die Investitionshöhen in Euro/kW Nennleistung aller betrachteten Technologien an, die aus einer Marktrecherche zu aktuellen Kraftwerksinstallationen in Deutschland sowie unter Berücksichtigung externer Marktstudien ermittelt würden. Innerhalb der Technologien werden die Systemkosten nach Kraftwerksgröße und Bauweise des Kraftwerkes unterschieden.

Im Bereich Photovoltaik können anhand der Anlagengröße obere bzw. untere Grenzwerte für die Installationskosten von Kleinanlagen bis 10 kWp, große Dachanlagen bis 1000 kWp und Freiflächenanlagen angegeben werden, anhand derer die Stromgestehungskosten für den Investitionszeitpunkt im Jahr

2013 berechnet werden. Die Lebensdauer von PV-Anlagen wurde mit 25 Jahren angesetzt, was die Erfahrungen des Fraunhofer ISE im Bereich des Anlagenmonitoring widerspiegelt.

Onshore-WEA wurden in Anlagen für Standorte mit Starkwind und Schwachwind unterteilt. Die Unterscheidung drückt sich in unterschiedlichen Annahmen bezüglich des Verhältnisses von Rotor- zu Generatorgröße und den damit verbundenen Volllaststunden am jeweiligen Standort sowie Kostenannahmen einer Anlage aus. Die Daten für Offshore-Windenergie wurden aus laufenden und abgeschlossenen Projekten in der deutschen Nord- und Ostsee wie Baltic1 und Borkum West2 gewonnen.

Stromerzeugung aus Biomasse wurde ausschließlich für Anlagen zur Verbrennung von Biogas basierend auf unterschiedlichen Substraten berechnet. Die recherchierten Daten beziehen sich auf mittlere bis große Biogasanlagen. Die Wärmeerzeugung in Form von Heizenergie durch Biogasanlagen stellt einen wichtigen Betriebsparameter dar und erhöht die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. In die Berechnung der Stromgestehungskosten fließt sie an dieser Stelle jedoch nicht ein.

Derzeit ist eine Vielzahl von Bioenergieanlagen in Betrieb. Die Anlagengröße liegt häufig zwischen 70 und 1000 kW<sub>el</sub>, wobei die Stromerzeugung mit festen, flüssigen oder gasförmigen Biobrennstoffen erfolgt. Neuanlagen oder Anlagenerweiterun-

[Euro/kW]	PV klein	PV groß	PV Fläche	Wind onshore	Wind offshore	Bio- gas	CPV	CSP- Parabol ohne Speicher	CSP- Parabol mit 8h- Speicher	CSP- Fresnel ohne Speicher	CSP- Turm mit 8h- Speicher	Braun- kohle	Stein- kohle	GuD
Investment 2013 niedrig	1300	1000	1000	1000	3400	3000	1400	2800	5200	2500	6000	1250	1100	550
Investment 2013 hoch	1800	1700	1400	1800	4500	5000	2200	4900	6600	3300	7000	1800	1600	1100

Tabelle 1: Investitionen in Euro/kW bei aktuellen Kraftwerksinstallationen.

gen werden vor allem im Biogassektor vorangetrieben (DBFZ 2012). Zudem werden zukünftig zur Integration hoher Anteile der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen flexible Kraftwerke benötigt (VDE 2012). Der flexible Betrieb von Biogasanlagen im Lastfolgebetrieb ist möglich. Es werden ausschließlich Biogasanlagen mit einer Größe von 500 kW<sub>el</sub> abgebildet, da Biogasanlagen der Leistungsklasse größer-gleich 500 kW derzeit den höchsten Marktanteil besitzen (Stehnull et al. 2011).

Für solarthermische Kraftwerke untersucht diese Studie Parabolrinnenkraftwerke bis zu einer Größe von 100 MW, die mit oder ohne thermischen Speicher (8 Stunden) ausgelegt sind. Weiterhin werden Turmkraftwerke (mit Speicher) und Fresnel-Kraftwerke modelliert. Angaben der Referenzkraftwerke, standortspezifische Einstrahlung, Anteil des eingesetzten Erdgases für den Hybridbetrieb (<10% der Gesamtstromproduktion) und anlagenspezifischer Output dienen als Berechnungsgrundlage der Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken.

	Deutschland								Regionen mit hoher Solarstrahlung				
	PV Klein	PV Groß	PV Frei	Wind On-shore	Wind Off-shore	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Bio-masse	PV Klein	PV Groß/Frei	CSP	CPV
<b>Lebensdauer [in Jahre]</b>	25	25	25	20	20	40	40	30	20	25	25	25	25
Eigenkapital-Anteil	20%	20%	20%	30%	40%	40%	40%	40%	30%	20%	20%	30%	30%
Fremdkapital-Anteil	80%	80%	80%	70%	60%	60%	60%	60%	70%	80%	80%	70%	70%
Eigenkapital-Rendite	6,0%	8,0%	8,0%	9,0%	14,0%	14,0%	14,0%	14,0%	9,0%	8,0%	10,0%	13,5%	13,5%
Fremdkapital-Zins	4,0%	4,0%	4,0%	5,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	5,0%	6,0%	6,0%	7,0%	7,0%
WACC <sub>nom</sub> (Weighted Average Cost of Capital)	4,4%	4,8%	4,8%	5,9%	9,8% (8,8%)*	9,0%	9,0%	9,0%	6,2%	6,4%	6,8%	9,7% (8,8%)*	9,7% (8,2%)*
<b>WACC<sub>real</sub></b>	<b>2,4%</b>	<b>2,8%</b>	<b>2,8%</b>	<b>3,8%</b>	<b>7,7%</b> (6,7%)*	<b>6,9%</b>	<b>6,9%</b>	<b>6,9%</b>	<b>4,1%</b>	<b>4,7%</b>	<b>4,7%</b>	<b>7,5%</b> (6,7%)*	<b>7,5%</b> (6,1%)*
<b>Jährliche var. Betriebskosten [in Euro/kWh]</b>				0,018	0,035							0,028	
<b>Jährliche fixe Betriebskosten [in Euro/kW]</b>	35	35	35			36	32	22	175	35	35		35
Jährliche Degression Stromoutput	0,2%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%					0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
CO <sub>2</sub> -Emission [in kg/kWh]						0,36	0,34	0,20					
Berücksichtigung Brennstoffkosten						x	x	x	x				

\*absinkende Finanzierungskosten bis zum Jahr 2030 für Technologien mit geringer Marktdurchdringung im Jahr 2013

Tabelle 2: Inputparameter für Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Solkraftwerke mit konzentrierenden PV-Modulen werden in größerem Maßstab in den USA, China, Italien und Südafrika gebaut. Die Angaben beziehen sich auf zweiachsig nachgeführte Anlagen, die mit Leistungen größer als 10 MW errichtet werden.

Die im Folgenden motivierten und diskutierten Parameter fließen in die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten für das dritte Quartal 2013 ein (Tabelle 2). Die Finanzierungsparameter wurden seit der ersten Studie von 2010 detailliert analysiert und auf die Risiko- und Investorenstruktur der einzelnen Technologien angepasst, da der gewählte Diskontie-

runungssatz erheblichen Einfluss auf die Höhe der berechneten Stromgestehungskosten hat. In vielen Studien wird dieser Aspekt nicht ausreichend untersucht, oftmals werden identische Diskontierungssätze für alle untersuchten Technologien und Standorte angesetzt, wodurch es zu Abweichungen von den tatsächlichen Stromgestehungskosten kommt.

Die Diskontierungssätze werden in dieser Studie daher technologieabhängig über die marktüblichen Kapitalkosten (weighted average costs of capital - WACC) der jeweiligen Investition bestimmt und setzen sich anteilig aus Fremdkapitalzins und Eigenkapitalrendite zusammen. Großkraftwerke, die von großen institutionellen Investoren errichtet und betrieben werden, haben auf Grund der vom Investor geforderten Eigenkapitalrendite einen höheren gewichteten Kapitalkostensatz (WACC) als Kleinanlagen oder Anlagen mittlerer Größe, die von Privatpersonen oder Genossenschaften errichtet werden. Die von Investoren geforderten Kapitalrenditen für Technologien mit kurzer Markthistorie – wie Offshore-Wind, CSP und CPV – sind zudem höher als bei etablierten Technologien. Es ist zu erwarten, dass sich die Finanzierungsparameter nach einer entsprechenden Zunahme der installierten Leistung angleichen werden, da die Risikozuschläge für neue Technologien mit zunehmender Erfahrung absinken. Deshalb wurden für die Technologien Offshore-Wind, CSP und CPV eine kontinuierliche Degression des WACC um bis zu einen Prozentpunkt bis 2030 berücksichtigt.

Da sich der WACC aus marktüblichen Zinssätzen und Renditeerwartungen ableitet, die in nominalen Werten angegeben werden, werden zunächst die nominalen Werte des WACC berechnet. Dieser nominale Wert wird dann unter Berücksichtigung einer angenommenen Inflationsrate von 2% p.a. in einen realen Wert umgerechnet.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten ist es entscheidend, dass alle auftretenden Zahlungsströme entweder nominal oder real angesetzt werden. Eine Vermischung realer und nominaler Größen ist unzulässig und fehlerhaft. Um die Berechnung auf Basis nominaler Werte durchzuführen, müsste zunächst die jährliche Inflationsrate bis 2030 prognostiziert werden. Da die Prognose der Inflationsrate über lange Zeiträume sehr ungenau und schwierig ist, werden Kostenprognosen für lange Zeiträume meist mit realen Werten durchgeführt. Alle in dieser Studie angegebenen Kosten beziehen sich deshalb ebenfalls auf reale Werte von 2013. Die Angabe von Stromgestehungskosten für zukünftige Jahre in den Szenariengrafiken beziehen sich immer auf die Neuinstallationen in den jeweiligen Jahren. Bei einer einmal errichteten Anlage bleiben die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über die Lebensdauer konstant und sind damit identisch mit der Angabe im Jahr der Installation.

Ein zweiter Faktor, der die Höhe der Eigenkapitalrendite beeinflusst, ist das projektspezifische Risiko: Je höher das Ausfallrisiko ist, desto höher ist die vom Investor geforderte Eigenkapitalrendite. Um die Kapitalkosten gering zu halten ist also ein möglichst hoher Anteil an günstigem Fremdkapital wünschenswert. Dieser wird jedoch ebenfalls durch das projektspezifische Risiko begrenzt: Je höher das Ausfallrisiko, desto weniger Fremdkapital wird von den Banken zur Verfügung gestellt. Da Offshore-Windparks nach wie vor ein hohes projektspezifisches Risiko aufweisen, sind die durchschnittlichen Kapitalkosten entsprechend höher als bei vergleichbaren Onshore-Projekten. Stehen Förderkredite in ausreichender Höhe zur Verfügung, beispielsweise von der KfW-Bankengruppe, können je nach Technologie Fremdkapitalzinssätze von rund 4% erzielt werden. Dies ist momentan für PV Kleinanlagen der Fall, für die der effektive Zins eines KfW-Förderkredits in der höchsten Bonitätsklasse derzeit bei nur 3,49% liegt – bei 20-jähriger Laufzeit und 20-jähriger Zinsbindung (KfW 2013). Da zurzeit ein sehr niedriges Zinsniveau vorliegt, werden die Fremdkapitalrenditen für PV Anlagen mit 4% konservativ abgeschätzt.

Bei länderübergreifenden Standortvergleichen ist zu beachten, dass sich neben den Umweltfaktoren wie Einstrahlung und Windangebot auch die Finanzierungsbedingungen ändern. Insbesondere bei regenerativen Projekten, deren Wirtschaftlichkeit maßgeblich auf staatlich geregelten Einspeisevergütungen beruht, muss das länderspezifische Risiko für einen Ausfall dieser Zahlungen, etwa durch Staatsbankrott, berücksichtigt werden. Ein weiterer Faktor ist die Verfügbarkeit von zinsgünstigen Förderkrediten. Speziell der Standort Deutschland bietet hier sehr günstige Rahmenbedingungen für Investitionen in regenerative Kraftwerke. Standorte in Spanien und insbesondere in den MENA-Staaten haben zwar wesentlich höhere solare Einstrahlungswerte, für einen realitätsnahen Vergleich der Stromgestehungskosten müssen jedoch auch die in der Realität zu beobachtenden, weniger vorteilhaften Finanzierungsbedingungen in Betracht gezogen werden.

## **Untersuchte Standortbedingungen**

### **Einstrahlung – Volllaststunden**

Die Höhe des Stromertrages am Standort des Kraftwerkes stellt einen wichtigen Parameter mit einem erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien dar. Bei Solartechnologien spielt hierbei, je nach Technologie, die Höhe der diffusen oder direkten Solarstrahlung (PV, CPV oder CSP) eine Rolle. Abhängig von der Windgeschwindigkeit lassen sich Volllaststunden aus dem Windangebot am Kraftwerksstandort einer WEA berechnen. Bei Biogas hingegen ist die Anzahl der Volllaststunden nicht dargebotsabhängig, sondern wird von

den Faktoren Nachfrage, Verfügbarkeit des Substrats und Anlagenauslegung bestimmt.

Deshalb sollen exemplarische Standorte mit spezifischen Volllaststunden für WEA sowie Standorte mit spezifischen Energieerträgen aus der Sonneneinstrahlung untersucht werden (siehe Tabelle 3). An typischen Standorten in Deutschland trifft eine Globalstrahlung (GHI, global horizontal irradiance – bestehend aus diffuser und direkter Strahlung) im Bereich zwischen 1000 und 1200 kWh pro m<sup>2</sup> und Jahr auf die horizontale Fläche auf (Abbildung 34). Dies entspricht einer Solarstrahlung zwischen 1210 bis 1320 kWh/(m<sup>2</sup>a) auf eine optimal ausgerichtete PV-Anlage. Nach Abzug von Verlusten innerhalb des PV-Kraftwer-

kes ergibt dies einen mittleren jährlichen Stromertrag zwischen 1050 und 1140 kWh pro installiertem kWp. Deutlich höhere jährliche Stromerträge pro kWp verzeichnen Standorte in Südeuropa mit 1380 - 1680 kWh/kWp oder in den MENA-Staaten mit bis zu 1790 kWh/kWp.

Solarthermische Kraftwerke und konzentrierende PV konzentrieren nur Direktstrahlung in einen Brennpunkt, wo sie in Strom oder Wärme gewandelt wird. Daher werden für beide Technologien nur Standorte mit einer jährlichen Direktnormalstrahlung (DNI) von 2000 und 2500 kWh/(m<sup>2</sup>a), wie sie z.B. in Südspanien und in den MENA-Staaten vorliegen, betrachtet.

PV-Anlage (Standardmodule)	Einstrahlung auf PV-Module bei optimalem Neigungswinkel	Stromerzeugung pro 1 kWp
Deutschland Norden (Globalstrahlung 1000 kWh/(m <sup>2</sup> a))	1150 kWh/(m <sup>2</sup> a)	1000 kWh/a
Deutschland Mitte und Osten (Globalstrahlung 1050 kWh/(m <sup>2</sup> a))	1210 kWh/(m <sup>2</sup> a)	1040 kWh/a
Deutschland Süden (Globalstrahlung 1200 kWh/(m <sup>2</sup> a))	1380 kWh/(m <sup>2</sup> a)	1190 kWh/a
Südfrankreich (Globalstrahlung 1450 kWh/(m <sup>2</sup> a))	1670 kWh/(m <sup>2</sup> a)	1380 kWh/a
Südspanien (Globalstrahlung 1800 kWh/(m <sup>2</sup> a))	2070 kWh/(m <sup>2</sup> a)	1680 kWh/a
MENA (Globalstrahlung 2000 kWh/(m <sup>2</sup> a))	2300 kWh/(m <sup>2</sup> a)	1790 kWh/a
Windenergieanlage (2 - 5 MW)	Wind-Volllaststunden	Stromerzeugung pro 1 kW
Onshore: Binnenland Deutschland (Windgeschwindigkeit 5,3 m/s; 130m Nabenhöhe)	1300 h/a	1300 kWh/a
Onshore: Küstennahe und windreiche Standorte Deutschland (Windgeschwindigkeit 6,3 m/s; 80m Nabenhöhe)	2000 h/a	2000 kWh/a
Onshore: Atlantikküste UK (Windgeschwindigkeit 7,7 m/s; 80m Nabenhöhe)	2700 h/a	2700 kWh/a
Offshore: geringe Entfernung von Küste (Windgeschwindigkeit 7,9 m/s; 80m Nabenhöhe)	2800 h/a	2800 kWh/a
Offshore: mittlere Entfernung von Küste (Windgeschwindigkeit 8,7 m/s)	3200 h/a	3200 kWh/a
Offshore: höhere Entfernung von Küste (Windgeschwindigkeit 9,5 m/s)	3600 h/a	3600 kWh/a
Offshore: sehr gute Standorte (Windgeschwindigkeit 10,3 m/s)	4000 h/a	4000 kWh/a
CSP-Kraftwerk (100 MW)	Direktnormalstrahlung (DNI)	Stromerzeugung pro 1 kW (zusätzlich abhängig von Speichergröße, 8h)
Parabolrinnen mit Speicher (Südspanien)	2000 kWh/(m <sup>2</sup> a)	3300 kWh/a
Parabolrinnen mit Speicher (MENA)	2500 kWh/(m <sup>2</sup> a)	4050 kWh/a
Fresnel (Südspanien)	2000 kWh/(m <sup>2</sup> a)	1850 kWh/a
Fresnel (MENA)	2500 kWh/(m <sup>2</sup> a)	2270 kWh/a
Solarturm mit Speicher (Südspanien)	2000 kWh/(m <sup>2</sup> a)	3240 kWh/a
Solarturm mit Speicher (MENA)	2500 kWh/(m <sup>2</sup> a)	3980 kWh/a
CPV-Kraftwerk	Direktnormalstrahlung (DNI)	Stromerzeugung pro 1 kWp
CPV (Südspanien)	2000 kWh/(m <sup>2</sup> a)	1560 kWh/a
CPV (MENA)	2500 kWh/(m <sup>2</sup> a)	2000 kWh/a

Tabelle 3: Jahreserträge an typischen Standorten von PV, CPV, CSP und Wind (Quelle: Fraunhofer ISE).

Das Windangebot ist ebenfalls standortabhängig. Onshore-Anlagen können an schlechten Standorten Volllaststunden von nur 1300 Stunden pro Jahr aufweisen. Die Höhe der Volllaststunden kann jedoch an ausgewählten küstennahen Standorten in Deutschland Werte von bis zu 2700 Stunden erreichen. Um eine Anlagenspezifikation vorzunehmen, wurden Anlagen bis zu einer Volllaststundenzahl von 2000 Stunden pro Jahr mit einer Anlagenauslegung für Schwachwindstandorte berechnet. Standorte mit höheren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten und daraus resultierenden höheren Volllaststunden werden mit den Angaben für Starkwindanlagen berechnet. Der durchschnittliche Wert für alle in Deutschland betriebenen Onshore-Anlagen in den Jahren 2006 - 2011 lag zwischen 1500 und 1800 Volllaststunden pro Jahr (hohe jährliche Schwankungen möglich). Sehr viel höhere Volllaststunden erreichen Offshore-Anlagen mit Werten zwischen 2800 Stunden pro Jahr in Küstennähe und bis zu 4000 Stunden pro Jahr an küstenferneren Standorten in der Nordsee (EWEA 2009, IWES 2009).

Entwicklung der Volllaststunden von konventionellen Kraftwerken	Braunkohle	Steinkohle	GuD
Volllaststunden 2013 mittel	7100	6000	3500
Volllaststunden 2013 niedrig	6600	5500	3000
Volllaststunden 2013 hoch	7600	6500	4000
Volllaststunden 2020 mittel	6800	5700	3500
Volllaststunden 2020 niedrig	6300	5200	3000
Volllaststunden 2020 hoch	7300	6200	4000
Volllaststunden 2030 mittel	5800	4800	3100
Volllaststunden 2030 niedrig	5300	4300	2600
Volllaststunden 2030 hoch	6300	5300	3600
Volllaststunden 2040 mittel	4900	4100	2900
Volllaststunden 2040 niedrig	4400	3600	2400
Volllaststunden 2040 hoch	5400	4600	3400
Volllaststunden 2050 mittel	4300	3600	2600
Volllaststunden 2050 niedrig	3800	3100	2100
Volllaststunden 2050 hoch	4800	4100	3100

Tabelle 4: Entwicklung der Volllaststunden von konventionellen Kraftwerken (Prognos (2013), eigene Darstellung).

Biogasanlagen werden in Deutschland derzeit mit sehr hoher Volllaststundenzahl betrieben. Aus Prozessgründen, aber auch getrieben von den derzeit geltenden Regeln für die Einspeisevergütungen, laufen die Anlagen sehr kontinuierlich und erzielen damit zwischen 6000 und 8000 Volllaststunden pro Jahr (Stehnull et al. 2011). Aufgrund der Annahme, dass neu gebaute Biogasanlagen höhere Volllaststunden erreichen (bis 8000 h vgl. (FNR 2010), (Stehnull et al. 2011)) wird für durchschnittliche Volllaststunden der Biogasanlagen ein Wert von 7000 Volllaststunden angesetzt. Die Werte der Volllaststunden werden im Rahmen der Sensitivitätsanalyse zwischen 6000 h und 8000 h variiert. Zukünftig sollten Biogasanlagen die fluktuierende Einspeisung von Solar und Wind ausgleichen, was sich in sinkenden Volllaststunden äußern könnte.

Im Vergleich zu den meisten erneuerbaren Energietechnologien ist die jährliche Stromerzeugung und damit die Volllaststundenzahl eines konventionellen Kraftwerkes abhängig von der jeweiligen Nachfrage, den Kosten für fossile Brennstoffe und damit auch von der Wettbewerbsfähigkeit der Technologie im Energiesystem. Derzeit liegen die Volllaststunden von Braunkohle über alle Anlagen bei durchschnittlich 6200 Stunden (Berechnung für das Jahr 2012 aus EEX-Daten). Bei Steinkohle werden durchschnittlich 6000 Stunden und bei wirtschaftlichen GuD-Kraftwerken 3500 Stunden erzielt. Im Zuge der Energie- und steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sinken jedoch die Volllaststunden von konventionellen Kraftwerken. Diese Studie hinterlegt in der Berechnung bis 2050 für alle Neuanlagen pro Jahr kontinuierlich sinkende Volllaststunden, so dass der Energieertrag innerhalb der Berechnung von Jahr zu Jahr absinkt (siehe Tabelle 4). Bei Braunkohle sinkt beispielsweise der mittlere Wert der Volllaststunden im Jahr 2050 auf 4300. Höhere Volllaststunden können die Stromgestehungskosten von fossilen Kraftwerken verringern, falls dies die Wettbewerbs- oder Nachfragesituation zulässt, entsprechend führen geringere Volllaststunden zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten.

### Brennstoffkosten

Die Substratkosten variieren für Biogasanlagen deutlich. Die Kosten unterscheiden sich aufgrund der Möglichkeiten des Zukaufs von Substraten oder der Verwendung von eigenerzeugten Substraten von Biogasbetreibern. Zudem sind die Anteile der unterschiedlichen Substrate von Anlage zu Anlage verschieden. Beispielsweise wurde im Betriebsjahr 2009 in einer Biogasanlage in Baden-Württemberg ein durchschnittlicher Substratmix mit 30% Gülle, 5% Festmist, 43% Silomais, 12% Grassilage, 5% Ganzpflanzensilage (GPS) und 5% sonstige Substrate verwendet (Stehnull et al. 2011). Hierbei variiert der Methanertrag der einzelnen Substraten zwischen 106 Nm<sup>3</sup>/tFM (Tonne Feuchtmasse) für Silomais (Scholwin et al. 2011) und 12 Nm<sup>3</sup>/tFM für Schweinegülle (Taumann 2012). Für die Substrate fallen zudem unterschiedliche Kosten an. So liegen die Substratkosten für den Ankauf von Maissilage bei 31 Euro/tFM (Scholwin et al. 2011) und für Schweinegülle bei 3 Euro/tFM (DBFZ 2010). Für eigenerzeugte Substrate können die Substratkosten mit nahezu 0 Euro/tFM angesetzt werden. Mit der Umrechnung des Methanertrags und der Methanausbeute von 9,97 kWh/Nm<sup>3</sup> werden in dieser Studie durchschnittliche Substratkosten von 0,03 Euro/MWh<sub>th</sub> angesetzt. Um den Einfluss einer veränderten Substratzusammensetzung abzubilden, werden die Substratkosten in der Sensitivitätsanalyse zwischen 0,025 Euro/MWh<sub>th</sub> und 0,04 Euro/MWh<sub>th</sub> variiert.



Für einen Vergleich der Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken sind Annahmen zu Wirkungsgraden und CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke notwendig. Die Annahmen der typischen Kraftwerksgrößen liegen bei Braunkohle zwischen 800 und 1000 MW, bei Steinkohle zwischen 600 und 800 MW und bei GuD-Kraftwerken zwischen 400 und 600 MW je Standort. Durch weitere technische Verbesserungen steigt der Wirkungsgrad von Neuanlagen bei Braunkohle von 45% auf 48%, bei Steinkohle von 46% auf 51% und bei GuD von 60% auf 62%. Die Preispfade für Brennstoffe sind mit sehr moderaten Steigerungen angenommen. Aufgrund einer möglichen Verknappung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate wird zudem ein langfristiger Anstieg des Zertifikatspreises angenommen (siehe Tabellen 5-7).

Brennstoffpreise [Euro <sub>2013</sub> /kWh]	2013		2020		2030		2040		2050	
	unterer	oberer	unterer	oberer	unterer	oberer	unterer	oberer	unterer	oberer
Braunkohle	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016
Steinkohle	0,0114	0,0103	0,0114	0,0112	0,0175	0,0188	0,0200			
Erdgas	0,0287	0,0276	0,0320	0,0287	0,0363	0,0398	0,0470			
Substrat für Biomasse	0,0300	0,0250	0,0400	0,0250	0,0400	0,0400	0,0400			

**Tabelle 5: Annahmen zu Brennstoffpreisen (BMWi (2013), NEP (2013), BMU (2012), Prognos (2013)).**

Wirkungsgradentwicklung bei Großkraftwerken	2013	2020	2030
Braunkohle	45,0%	46,5%	48,5%
Steinkohle	46,0%	50,0%	51,0%
GuD	60,0%	61,0%	62,0%
Biomasse	40,0%	40,0%	40,0%

**Tabelle 6: Wirkungsgradentwicklung bei Großkraftwerken (ISI (2010)).**

CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis [Euro <sub>2013</sub> /tCO <sub>2</sub> ]	2013	2020	2030	2040	2050
unterer Wert (eigene Berechnung)	5,3	17	28	35	40
oberer Wert (Prognos)	5,3	21,7	42	50,7	55
mittlerer Wert	5,3	19,3	35	42,9	47,5

**Tabelle 7: CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis (NEP (2013), Prognos (2013)).**

# 4. TECHNOLOGIEN IN DEUTSCHLAND

Im hier durchgeführten Technologievergleich wurden die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energietechnologien PV, Biogas und WEA an Standorten in Deutschland anhand von Marktdaten zu spezifischen Investitionen, Betriebskosten und weiteren technischen und finanziellen Parametern ermittelt.

Als Vergleichswerte dienen die Referenzberechnungen für konventionelle Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle und GuD), die ebenfalls unter verschiedenen Anlagenausprägungen sowie Annahmen für den Bau und den Betrieb dieser Kraftwerke untersucht wurden. Im Vergleich zu den Ergebnissen der Studie

aus dem Jahr 2012 sanken die Stromgestehungskosten nicht nur aufgrund geringerer Anlagenpreise, sondern auch durch die Berücksichtigung von realen Diskontierungssätzen, die nach der Berücksichtigung der Inflationsrate unterhalb der nominalen Werten liegen.

WEA mit durchschnittlichen Installationskosten von ca. 1400 Euro/kW weisen an Onshore-Standorten mit sehr hohen jährlichen Volllaststunden von 2700 bei den erneuerbaren Technologien die niedrigsten Stromgestehungskosten von 0,045 Euro/kWh auf, jedoch sind diese Standorte in Deutsch-

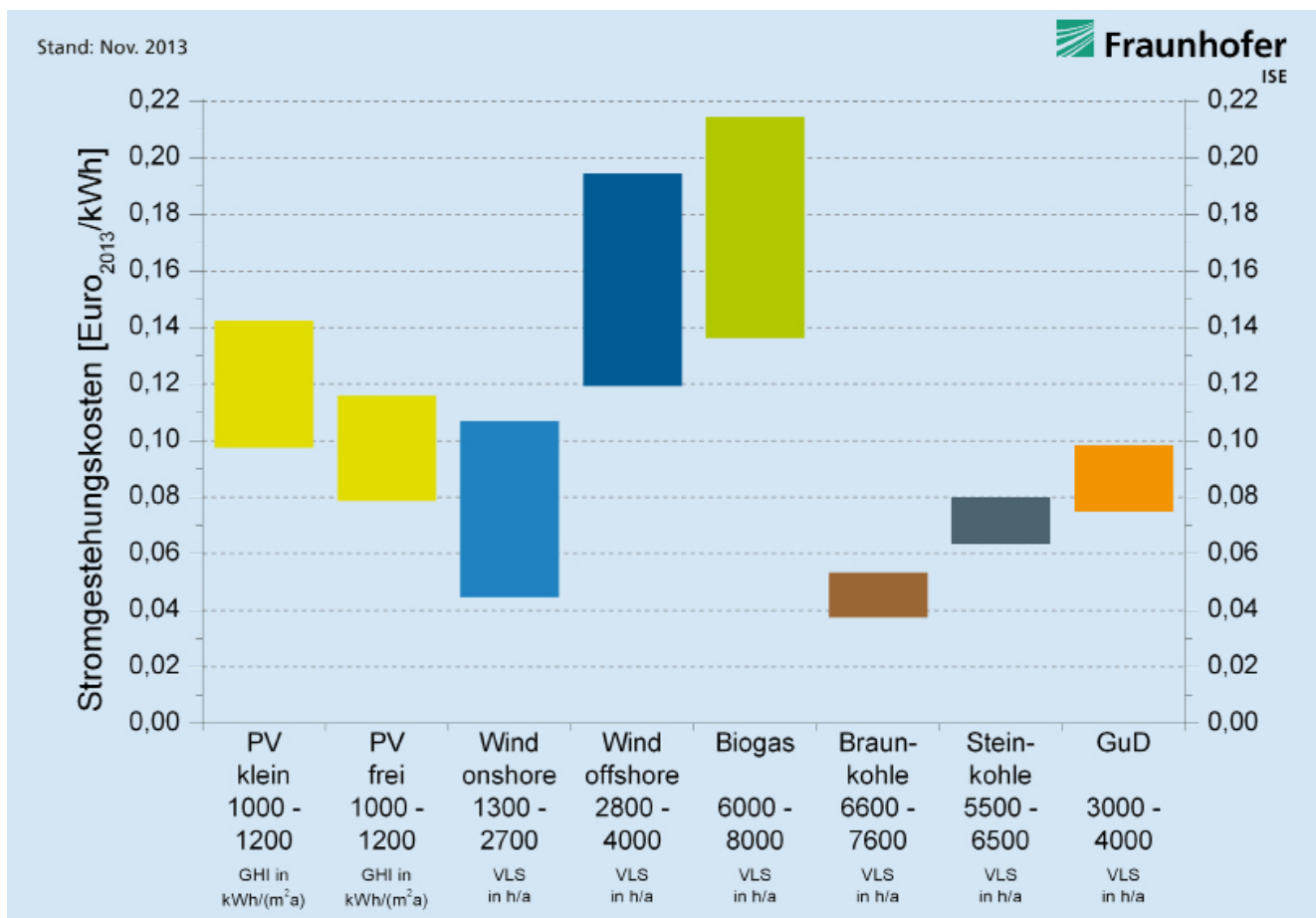


Abbildung 6: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2013. Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei PV auf die solare Einstrahlung (GHI) in kWh/(m<sup>2</sup>a), bei den anderen Technologien gibt sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an. Spezifische Investitionen sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt. Weitere Annahmen in Tabelle 3-7.

land begrenzt (siehe Abbildung 6). Deshalb variieren die Kosten von Anlagen an schlechteren Standorten bis in einen Bereich von 0,107 Euro/kWh, wiederum abhängig von der spezifischen Investition sowie den dort erreichten jährlichen Volllaststunden (siehe Tabelle 1 und 4). Im Vergleich zur Studie des Jahres 2012 ergeben sich deutlich unterschiedliche Kosten für Schwachwind und Starkwindstandorte, da erstmalig eine spezifische Anlagenauslegung berücksichtigt wurde. Im Vergleich dazu liegen die Kosten für Offshore-WEA, trotz höherer Volllaststundenzahl von 2800 bis 4000 pro Jahr, mit Werten zwischen 0,119 Euro/kWh und 0,194 Euro/kWh deutlich darüber. Die höheren Kosten der Offshore-Windenergieprojekte sind den nach oben korrigierten Investitionssummen aktueller im Bau befindlicher Projekte geschuldet. Nicht berücksichtigt in den Stromgestehungskosten ist zudem die erheblich aufwändigere Netzanbindung für den Stromnetzbetreiber.

Die Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen betragen an Standorten mit horizontaler Globalstrahlung von 1200 kWh/(m<sup>2</sup>a) in Süddeutschland zwischen 0,098 und 0,121 Euro/kWh und bei einer Einstrahlung von 1000 kWh/(m<sup>2</sup>a) in Norddeutschland zwischen 0,115 und 0,142 Euro/kWh. Die Ergebnisse sind abhängig von der Höhe der spezifischen Investitionen, die zwischen 1300 Euro/kWp und 1800 Euro/kWp angesetzt wurden.

Freiflächenanlagen erreichen bereits heute Werte zwischen 0,079 und 0,098 Euro/kWh in Süddeutschland und 0,093 bis 0,116 Euro/kWh in Norddeutschland, da die günstigsten Anlagen bereits spezifische Investitionen von 1000 Euro/kWp oder 1 Euro/Wp erreicht haben. Damit liegen die Stromgestehungskosten von allen PV-Anlagenarten in Deutschland deutlich unterhalb der durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte in Höhe von 0,289 Euro/kWh (Stand: April 2013, BMWi 2013).

Die Stromgestehungskosten von Biomasse betragen bei derzeitigen Substratkosten von 0,025 bis 0,04 Euro/kWh<sub>th</sub> zwischen 0,136 und 0,215 Euro/kWh.

Im Vergleich zu den letzten Studien werden die Stromgestehungskosten von konventionellen Kraftwerken in dieser Studie explizit berechnet und nicht extern referenziert. Es ergeben sich unter den derzeitigen Bedingungen auf dem Strommarkt mit den jeweiligen Volllaststunden und Brennstoffpreisen je Technologie folgende Stromgestehungskosten: Von den sehr niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen in 2013 profitiert vor allem die Braunkohle und kann Stromgestehungskosten mit 0,038 bis 0,053 Euro/kWh für die gewählten Betriebsparameter ausweisen. Etwas höher liegen die Stromgestehungskosten von großen Steinkohlekraftwerken zwischen 0,063 und 0,080 Euro/kWh. GuD-Kraftwerke erreichen heute Werte zwischen 0,075 und 0,098 Euro/kWh, was sich explizit auch an der derzeitigen Stilllegungstendenz von Gaskraftwerken zeigt, die sich nur schwerlich refinanzieren lassen.

Zu berücksichtigen ist, dass die Berechnung der Stromgestehungskosten nicht die mögliche Flexibilität einer Erzeugungstechnologie oder Wertigkeit der erzeugten Elektrizität hinterlegt. Beispielsweise sind saisonale und tagesspezifische Erzeugung der einzelnen Technologien sehr verschieden. So sind Unterschiede durch den flexiblen Einsatz der Kraftwerke oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Bezug auf den erzielten Marktverkaufspreis von Strom nicht in der Höhe der Stromgestehungskosten berücksichtigt. Die Autoren empfehlen hier die Weiterentwicklung der Methodik Stromgestehungskosten oder die Hinzunahme von anderen Energiesystemmodellen.

## Photovoltaik

### Marktentwicklung und Prognose

Ende 2012 hat der PV-Markt die Hürde von 100 GWp weltweit installierter Leistung übersprungen. Der jährliche Zubau lag mit rund 31 GWp jedoch nur knapp über dem Vorjahresniveau von 30 GWp. Dies ist insbesondere auf eine Kürzung der Einspeisetarife in Schlüsselmärkten (u.a. in Deutschland) zurückzuführen. Europa war mit rund 17 GWp Neuinstallationen nach wie vor der wichtigste Markt für Photovoltaik in 2012, in den nächsten Jahren werden jedoch insbesondere in China, Japan, Indien und Nordamerika hohe Zuwachsraten erwartet (EPIA 2013). In 2013 wird der deutsche PV-Markt voraussichtlich unter die 4 GWp Marke fallen, was durch den Zuwachs in den zuvor genannten Regionen jedoch mehr als ausgeglichen wird, sodass auch für 2013 mit einem moderaten Zuwachs des weltweiten PV-Marktes gerechnet werden kann. So hat der Staatsrat in China Anfang Juli das Solarziel auf 35 GW installierte Leistung bis 2015 erhöht. Bei derzeit 10 GW installierter Leistung entspricht dies einem jährlichen Zubau von rund 12 GWp bis 2015 (IWR 2013). China wird damit voraussichtlich der wichtigste PV-Markt in den nächsten Jahren sein. Auch in Japan sorgen hohe Einspeisevergütungen für ein rasantes Marktwachstum. So wuchs der japanische Markt im ersten Quartal 2013 um 270% im Vergleich zum Vorjahr, bezogen auf die neu installierte Leistung. Bezogen auf den Umsatz wird Japan in 2013 der größte PV-Markt sein, während China bezogen auf die neu installierte Leistung die Liste anführt (IHS 2013). Es ist festzuhalten, dass der weltweite PV-Markt zunehmend auf breiter Basis steht und nicht mehr ausschließlich von Europa getragen wird. Der globale PV-Absatzmarkt hängt nicht mehr nur von wenigen Staaten ab und wird daher auch robuster gegenüber Änderungen der Förderbedingungen in einzelnen Ländern. Zudem werden Photovoltaikprojekte in einigen Regionen zunehmend unabhängig von Förderprogrammen realisiert und beginnen, sich vermehrt auch im freien Wettbewerb durchzusetzen.

Dem weltweiten PV-Markt von 31 GWp standen 2012 weltweite Produktionskapazitäten von über 50 GWp gegenüber. Dies führte zu einem ruinösen Wettbewerb zwischen den Modulherstellern, in dem bereits zahlreiche namhafte Hersteller Insolvenz anmelden mussten.

Hinzu kommt, dass viele Fabriken zu den aktuellen Preisen nicht mehr kostendeckend produzieren können, insbesondere wenn sie nicht über Fertigungsanlagen der neuesten Generation verfügen. Eine Absenkung der Fördersätze in wichtigen Schlüsselmärkten hat den Preisdruck weiter erhöht und erfasst nun die gesamte Lieferkette vom Errichtungsgeschäft bis hin zum Rohstofflieferanten. Dadurch werden nochmals erhebliche Kostensenkungspotentiale gehoben. Dennoch ist zu erwarten,

dass signifikante weitere Preissenkungen erst nach Abschluss der Konsolidierungsphase auftreten. Die Marktkonsolidierung wird dazu beitragen, dass Hersteller bei den derzeit niedrigen Preisen wieder kostendeckend produzieren können.

Auch der von deutschen Maschinenbauern beherrschte Markt an Produktionsequipment zur Herstellung von Silicium, Wafern, PV-Zellen und -Modulen wird die Zeit der Überkapazität an Produktionsequipment überstehen müssen. Gleichzeitig werden asiatische Hersteller versuchen, den Technologievorsprung der europäischen und nordamerikanischen Maschinenbauer aufzuholen, um bei wieder anziehender Nachfrage konkurrenzfähig zu sein.

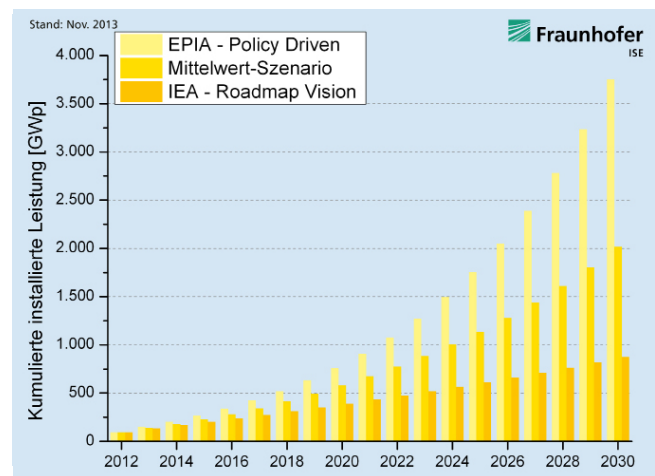


Abbildung 7: Marktprognose der kumulierten Kraftwerksleistung für PV 2012-2030 nach IEA (2010), EPIA (2013) und eigenen Berechnungen.

Nach den hier untersuchten Studien wird der globale PV-Nachfragemarkt in den kommenden Jahren weiterhin stark wachsen. Als Grundlage für die Marktprognose dienen die Studien „Global Market Outlook for Photovoltaics“ der European Photovoltaic Industry Association (EPIA 2013) und eine Technology Roadmap der IEA aus dem Jahr 2010. In der EPIA Studie werden zwei Szenarien „Business as Usual“ und „Policy Driven“ vorgestellt, welche die Marktentwicklung bis 2017 prognostizieren. Für die Jahre 2018 bis 2030 werden diese Szenarien mit einer jährlichen Wachstumsrate von 10% (Business as Usual) bzw. 15% (Policy Driven) extrapoliert. Abbildung 7 zeigt die bis 2030 extrapolierten Marktprognosen von EPIA - Policy Driven (2013) und IEA - Roadmap Vision (2010), sowie ein Mittelwert-Szenario von verfügbaren Marktprognosen (vergleiche Tabelle 9).

### Performance Ratio von PV-Systemen

Zum Effizienzvergleich netzgekoppelter PV-Anlagen an verschiedenen Standorten und mit verschiedenen Modultypen wird häufig die Performance Ratio verwendet. Die Performance Ratio (aus dem Engl. performance = Ertrag und ratio = Verhältnis) beschreibt das Verhältnis des tatsächlichen Energieertrages (Wechselstromertrag) eines PV-Systems zu dessen Nennleistung. Die Nennleistung eines PV-Systems wird üblicherweise in Kilowattpeak (kWp) angegeben. Sie beschreibt die unter normierten STC-Bedingungen (STC ist die engl. Abkürzung für Standard Testing Conditions = Standard-Testbedingungen) gemessene Generatorleistung der PV-Module des PV-Systems. Der tatsächlich nutzbare Energieertrag des PV-Systems wird von den realen Betriebsbedingungen am Systemstandort beeinflusst. Abweichungen des Modulertrages im Vergleich zu STC-Bedingungen ergeben sich, neben abweichenden Einstrahlungswerten der Sonne, durch Abschattung und Verschmutzung der PV-Module, durch Reflexion an der Moduloberfläche bei Schrägfall des Lichtes, spektrale Abweichung vom Normspektrum sowie durch die Modultemperatur. Neben den abweichenden Betriebsbedingungen der PV-Module kommen weitere Verluste im PV-System hinzu, durch elektrische Fehlanpassung der Module, ohmsche Verluste in der DC-Verkabelung, Wechselrichterverluste, ohmsche Verluste in der AC-Verkabelung sowie gegebenenfalls Verluste im Transformator. Neue, optimal ausgerichtete PV-Anlagen erreichen in Deutschland Performance Ratios zwischen 80 und 90 % (Reich 2012).

### Preis- und Kostenentwicklung

Seit Anfang des Jahres 2012 sind die Großhandelspreise für kristalline PV-Module aus Europa um 32% von 1,07 Euro/Wp (Januar 2012) auf 0,73 Euro/Wp (Oktober 2013) gefallen. Die Preise kristalliner Module aus China fielen innerhalb dieses Zeitraumes von 0,79 Euro/Wp auf derzeit 0,58 Euro/Wp und damit um 27% (pvXchange 2013). Zuletzt sind die Preise für kristalline Si-PV Module, insbesondere für multikristalline Si-PV aus China, wieder leicht gestiegen. Diese Situation ist Thema einer intensiven Debatte in der internationalen PV-Industrie, da den von der chinesischen Regierung unterstützten chinesischen Herstellern Preisdumping vorgeworfen wird, um so eine marktbeherrschende Stellung in der Zeit nach der Konsolidierung des Marktes zu erlangen. Angesichts des enormen Preis- und Margendrucks ist anzunehmen, dass derzeit nur wenige Zell- und Modulhersteller ihre Produkte mit positiven Margen verkaufen können. Fast alle großen PV-Hersteller schrieben in 2012 und Q1/2013 rote Zahlen. Marktanalysten von IHS gehen jedoch davon aus, dass 2013 eine Trendwende markiert und kostenführende Hersteller erstmals wieder in die Gewinnzone zurückkehren.

Der starke Preisverfall der Solarmodule führte ebenfalls zu einer Verringerung der Preise für PV-Systeme. Allerdings nahmen die

Kosten für Wechselrichter und BOS-Anlagenkomponenten (Balance-of-System Components) wie Montagesystem und Kabel sowie für deren Installation nicht im selben Maße ab. Während 2005 der Kostenanteil der Solarmodule noch fast 75% der Systemkosten betrug, liegt dieser heute nur noch bei 40 bis 50%. Dies bedeutet zugleich, dass die anteilige Wertschöpfung am Zielmarkt zunimmt.

In Tabelle 1 sind Preisbänder für PV-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen dargestellt. Die Kosten für eine kleine PV-Anlage (bis 10 kWp) liegen derzeit bei 1300 bis 1800 Euro/kWp. Bei größeren PV-Anlagen bis 1000 kWp liegen die Kosten gegenwärtig bei 1000 bis 1700 Euro/kWp. PV-Freiflächenanlagen mit Leistungen über 1000 kWp erreichen Investitionskosten von 1000 bis 1400 Euro/kWp. Diese Werte enthalten sämtliche Kosten von Komponenten und zur Installation der PV-Anlage. Demnach sanken die durchschnittlichen Kosten für PV-Anlagen seit der vorangegangenen Studie von Mai 2012 um bis zu 25%.

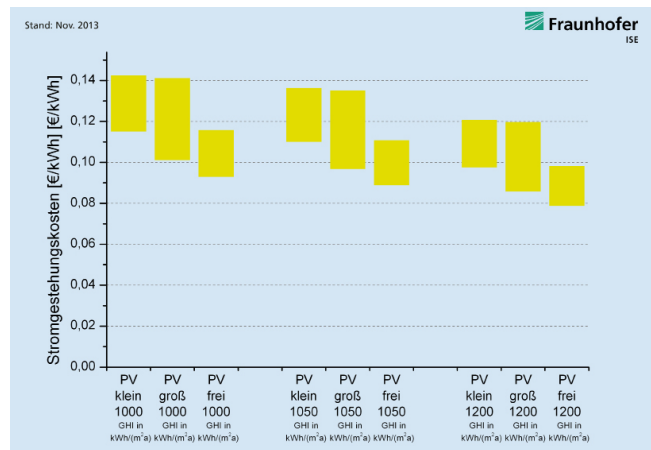


Abbildung 8: Stromgestehungskosten für PV-Anlagen in Deutschland je Anlagentyp und Einstrahlung (GHI in kWh/(m²a)) im Jahr 2013.

Die Werte aktueller PV-Stromgestehungskosten werden für die verschiedenen Anlagengrößen und -kosten für unterschiedliche Einstrahlungswerte (laut Tabelle 3) in Abbildung 8 dargestellt. Die Zahl hinter der Anlagenleistung steht für die jährliche Einstrahlung am Standort der Anlage in kWh/(m²a). Anlagen im Norden produzieren etwa 1000 kWh/(m²a), während Anlagen in Süddeutschland bis zu 1190 kWh/(m²a) liefern. In Südpatrien und den MENA-Staaten werden zum Teil noch deutlich höhere Werte von bis zu 1790 kWh/(m²a) erzielt.

Die starke Preisdegression bei den Anlageninvestitionen hat einen substantziellen Einfluss auf die Entwicklung der PV-Stromgestehungskosten. Selbst in Norddeutschland können bereits Stromgestehungskosten von unter 0,15 Euro/kWh erreicht werden. Demnach liegen die Kosten für photovoltaisch erzeugten Strom von allen PV-Anlagenarten innerhalb Deutschlands unterhalb der durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte. An Standorten in Süddeutschland erzielen mittlerweile selbst

kleine PV-Anlagen Stromgestehungskosten zwischen 0,11 und 0,13 Euro/kWh. Aufgrund der vorangegangenen massiven Preisdegression und der aktuellen Marktlage ist bis 2014 keine erneute deutliche Verminderung der PV-Stromgestehungskosten in der günstigsten Anlagenklasse zu erwarten, bei teureren Anlagen werden in dieser Zeit die Zusatzmargen abschmelzen. Da alle PV-Technologien aber immer noch ein deutliches Kostenreduktionspotential besitzen, ist mittel- und langfristig mit weiter sinkenden Stromgestehungskosten zu rechnen. Bereits heute bieten viele Modulhersteller Garantien auf die Leistungsfähigkeit der Module über 25 Jahre an. Bei einer Erhöhung der Lebensdauer der Anlage von 25 auf 30 Jahre sinken die Stromgestehungskosten der Anlagen um weitere 7%.

Eine Sensitivitätsanalyse für eine PV-Kleinanlage in Deutschland zeigt die starke Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der Einstrahlung und den spezifischen Investitionen (siehe Abbildung 9). Dies erklärt den starken Rückgang der Stromgestehungskosten innerhalb des letzten Jahres aufgrund der gefallen Modulpreise. Einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben auch die Kapitalkosten der Investition (WACC), da hier Unterschiede relativ groß sein können und leicht außerhalb der gezeigten Parametervariation von 80 bis 120 % liegen können. Einen geringeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten bei PV-Anlagen haben leicht veränderte Betriebskosten, da sie nur einen geringfügigen Teil der Gesamtkosten ausmachen. Die Systemlebensdauer hat insofern eine starke Auswirkung auf die Kosten, als bei längeren Lebensdauern auch bereits abgeschriebene Anlagen weiterhin Strom zu sehr niedrigen Betriebskosten produzieren.

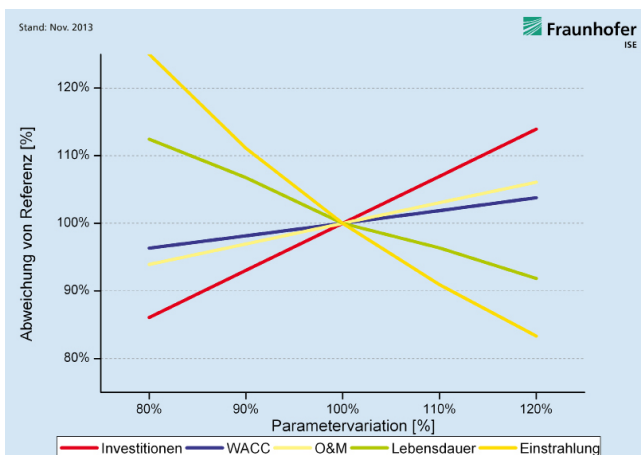


Abbildung 9: Sensitivitätsanalyse PV-Kleinanlage bei einer horizontalen Globalstrahlung von 1050 kWh/(m<sup>2</sup>a) und Investition von 1500 Euro/kWh.

## Windenergieanlagen

Von allen erneuerbaren Energien besitzt die Windkraft derzeit, aufgrund ihrer hohen Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventioneller Stromerzeugung, weltweit die stärkste Marktpene-

tration. Ausgehend von Märkten wie Dänemark und Deutschland zeigte sich in den vergangenen Jahren ein Wandel des Weltmarktes mit dem stärksten Wachstum in China, Indien und den USA (GWEC 2013).

Bis Ende 2012 stieg die Gesamtkapazität aller installierten WEA auf ein Volumen von 280 GW (GWEC 2013), wovon Offshore-WEA einen Anteil von 5 GW innehaben (EWEA 2013).

Der Markt zeigte in der Vergangenheit ein kontinuierliches Wachstum. Verschiedene Studien prognostizieren ein zukünftiges Marktvolumen mit einer Gesamtkapazität von ca. 1600 bis 2500 GW im Jahr 2030 (siehe Abbildung 10). Davon wird der Anteil an Offshore-WEA von 40 GW bis 2020 und 150 GW bis 2030 erwartet (EWEA 2011). Da die Prognose von EWEA (2011) sich nur auf Europa bezieht, wurde eine Abschätzung vom Fraunhofer ISE für den globalen Markt dementsprechend entwickelt.

Gleichzeitig erreichen die Onshore-WEA an günstigen Standorten wettbewerbsfähige Stromgestehungskosten gegenüber konventionellen Stromerzeugungstechnologien wie Kohle, Erdgas und Kernkraft. In Deutschland stellt die Windkraft 2012 einen Anteil an der gesamten Stromerzeugung von 7,7% dar, der zukünftig ebenfalls durch den Ausbau der Wind-Offshore-Kapazitäten stark gesteigert werden soll (BMU 2013). Bei der regenerativen Stromerzeugung hat die Windkraft 2012 mit 33,8% weiterhin den höchsten Anteil inne (BMU 2013).

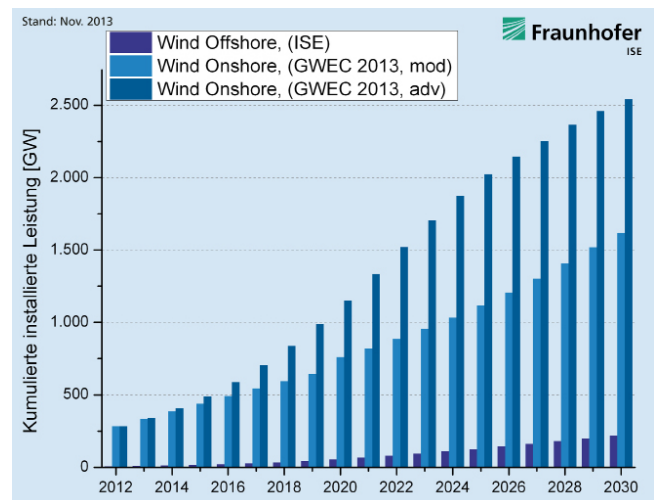


Abbildung 10: Marktprognosen kumulierter Windkraft 2012-2030 nach GWEC (2013) und Fraunhofer ISE.

Die Stromgestehungskosten von WEA sind stark abhängig von den Standortbedingungen, sowohl in Bezug auf On- und Offshore-Anlagen, als auch aufgrund der erreichbaren Volllaststunden. Allgemein wird zwischen Stark- und Schwachwindstandorten unterschieden. Von Starkwindstandorten wird im Allgemeinen bei mittleren Windgeschwindigkeiten über 7 m/s gesprochen, während die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit

von Schwachwindstandorten darunter liegt. Letztere finden sich in Deutschland häufig im Binnenland, wo zum einen die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit oftmals geringer und zum anderen die Rauigkeit des Bodens aufgrund von Bebauungen und Bewaldung größer ist. Eine erhöhte Bodenrauigkeit vermindert die Windgeschwindigkeit. Derzeit lässt sich beobachten, dass Hersteller von Windkraftanlagen vermehrt die Weiterentwicklung ihrer Anlagenkonzepte zur Ertragserhöhung an Schwachwindstandorten vorantreiben. Dies geschieht z.B. durch größere Turmhöhen oder eine Erhöhung der überstrichenen Rotorfläche im Verhältnis zur Generatorleistung und ermöglicht etwa 2000 Volllaststunden an Standorten mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von etwa 6,3 m/s. Größere Turmhöhen und längere Rotorblätter führen jedoch auch zu höheren Material- und damit Installationskosten, die sich nur durch eine signifikante Erhöhung der Volllaststunden im Vergleich zu einer herkömmlichen Starkwindanlage rechtfertigen lassen und dadurch die Investition profitabel werden lassen. Durch die technische Weiterentwicklung ist bei zukünftigen Anlagen eine Steigerung der Volllaststunden an Schwachwindstandorten zu erwarten, die jedoch in den Stromgestehungskosten für 2013 noch nicht abgebildet ist.

Die Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen werden für zwei Schwachwindstandorte mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,3 m/s bzw. 6,3 m/s berechnet. Am ersten Standort werden so 1300 und am zweiten 2000 Volllaststunden pro Jahr erreicht. Sehr gute Starkwindstandorte an den Küsten sind durch einen Standort mit 7,7 m/s und einer Volllaststundenzahl von 2700 abgedeckt.

Wie in Abbildung 11 dargestellt, liegen die Stromgestehungskosten für Onshore-WEA an küstennahen Starkwindstandorten mit 2700 Volllaststunden zwischen 0,044 Euro/kWh und 0,054 Euro/kWh. Standorte mit einem schwächeren Windangebot erzielen Stromgestehungskosten von 0,061 bis 0,107 Euro/kWh, abhängig von den spezifischen Investitionen. Wenn an dem betreffenden Standort 2000 Volllaststunden erreicht werden können, liegen die Stromgestehungskosten mit Werten zwischen 0,061 bis 0,076 Euro/kWh im gleichen Bereich wie die Stromgestehungskosten von neuen Steinkohlekraftwerken.

Demgegenüber zeigt die Analyse aktueller Offshore-WEA auch für Standorte mit höheren Volllaststunden (bis zu 4000 Volllaststunden) höhere Stromgestehungskosten als für Onshore-WEA. Dies ist dem notwendigen Einsatz von widerstandsfähigeren, teureren Materialien, der aufwändigen Verankerung im Meeresgrund, kostenintensiverer Installation und Logistik der Anlagenkomponenten sowie einem höheren Wartungsaufwand geschuldet. Jedoch ist zukünftig aufgrund von Lerneffekten

mit sinkenden Anlagenkosten zu rechnen. Derzeit erreichen Offshore-WEA an sehr guten Standorten Stromgestehungskosten von 0,114 bis 0,140 Euro/kWh (Abbildung 11). Diese häufig küstenfernen Standorte unterliegen jedoch dem Nachteil einer aufwändigen und teuren Netzanbindung, sowie der Notwendigkeit der Überbrückung der größeren Meerestiefe; Standorte mit einer geringeren Volllaststundenanzahl erzielen Stromgestehungskosten von 0,123 bis 0,185 Euro/kWh. Damit liegen Offshore-WEA an allen Standorten über den Stromgestehungskosten für Onshore-WEA. Der Vorteil von Offshore-Anlagen zeichnet sich durch die höhere Volllaststundenzahl sowie durch geringere Lärmbelastung und höhere Akzeptanz in der Bevölkerung aus, wenn Untergrenzen für die Entfernung zur Küste und Umweltschutzaufgaben eingehalten werden. Allerdings existieren regulatorische Schwächen, die die Netzanbindung von aktuellen Offshore-Projekten deutlich verzögern. Diese technologiespezifischen Risiken führen zu höheren Kapitalkosten sowie Sicherheitsforderungen seitens der Fremdkapitalgeber, woraus höhere WACC für Offshore-Projekte im Vergleich zu Onshore-Windparks resultieren. Diese Problematik soll durch den im Frühjahr 2013 vorgestellten „Netzentwicklungsplan-Offshore“ vereinfacht werden. Darin sind u.a. die gemeinsame Anbindung mehrerer Windparks sowie eine Haftung der Übertragungsnetzbetreiber für den fristgerechten Anschluss der Windparks vorgesehen (Hegge-Goldschmidt 2013).

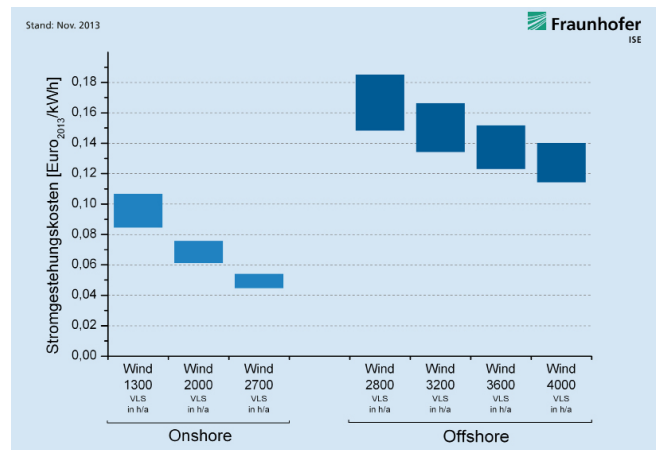


Abbildung 11: Stromgestehungskosten für WEA nach Standort und Volllaststunden im Jahr 2013.

Der Spielraum für Kostensenkungen bei Offshore-WEA ist aufgrund des höheren Aufwands für die Installation und Wartung begrenzt, wodurch die Erreichbarkeit eines mit Onshore-WEA vergleichbaren Niveaus derzeit schwierig erscheint. Jedoch sind zukünftige Kostensenkungseffekte durch ein verstärkt einsetzendes Marktwachstum zu erwarten, da eine umfangreiche Installation von Offshore-WEA in zahlreichen weiteren Ländern wie den Nordsee-Anrainern erst in den kommenden Jahren einsetzen wird.

Die Sensitivitätsanalyse für Onshore-WEA identifiziert Einsparungen bei der Anlageninvestition als primäres Ziel zukünftiger

Kostenreduktionspotentiale. Wie bei der PV reagiert die Sensitivitätsanalyse auf diesen Parameter am stärksten. Darüber hinaus kann auch die Senkung der Wartungskosten einen wichtigen Beitrag liefern.

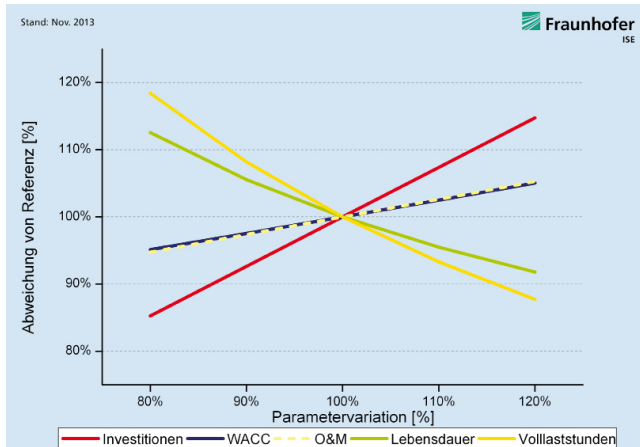


Abbildung 12: Sensitivitätsanalyse Onshore-WEA mit 2000 Volllaststunden, spezifische Investition von 1400 Euro/kW.

## Biogasanlagen

Bis zum Jahr 2012 wurden in Deutschland rund 7500 Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von 3350 MW zugebaut (Biogas 2013). Ein großer Zubau von 1000 Anlagen pro Jahr erfolgte vor allem in den Jahren 2009 bis 2011. Im Jahr 2012 wurden dagegen lediglich 340 Anlagen in Deutschland errichtet und eine Prognose für das Jahr 2013 geht von einem Zubau von weiteren 250 Neuanlagen aus. Trotz des Zubaus an Biogasanlagen in Deutschland lässt sich in den letzten Jahren keine Reduktion der spezifischen Investitionskosten feststellen. So steigen sogar die spezifischen Investitionskosten von Anlagen zwischen den Jahren 2005 und 2009 (Stehnull et al. 2011). Es wird daher eine Progress Ratio von 100% für Biogasanlagen angesetzt.

Wie bereits erwähnt besteht eine Wärmenutzungsverpflichtung für Biogasanlagen. Es müssen hierdurch mindestens 60% des in der Anlage erzeugten Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden und die Wärme muss gemäß Vorgaben im EEG 2012 genutzt werden (BMELV 2012). In dieser Betrachtung wird allerdings keine Wärmekopplung berücksichtigt, um eine Vergleichbarkeit zu den Stromgestehungskosten anderer Technologien zu wahren. Eine Wärmegutschrift ist daher in den Stromgestehungskosten nicht berücksichtigt.

In Abbildung 13 sind die Stromgestehungskosten von großen Biogasanlagen ( $>500\text{kW}_{el}$ ) für unterschiedliche Volllaststunden sowie variierende Substratkosten zwischen 0,025 Euro/MWh<sub>th</sub> und 0,04 Euro/MWh<sub>th</sub> dargestellt. Zudem fließen die spezifischen Investitionen mit Werten zwischen 3000 Euro/kW und 5000 Euro/kW in die Berechnung ein. Für Biogasanlagen mit hohen Substratkosten von 0,04 Euro/MWh<sub>th</sub> und niedrigen

Volllaststunden ergeben sich Stromgestehungskosten zwischen 0,190 Euro/kWh und 0,215 Euro/kWh. Bei gleichbleibenden Substratkosten und Volllaststunden von 7000 h ergeben sich um rund 0,01 Euro/kWh geringere Stromgestehungskosten. Eine Veränderung der Substratpreise hat einen größeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Werden diese von 0,04 Euro/MWh<sub>th</sub> auf 0,03 Euro/MWh<sub>th</sub> verringert, sinken die Stromgestehungskosten bei gleichbleibenden Volllaststunden von 6000 h um rund 0,02 Euro/kWh. Werden geringe Substratkosten von 0,025 Euro/MWh<sub>th</sub> und hohe Volllaststunden von 8000 h angesetzt, können die Stromgestehungskosten sogar bis auf ein Niveau zwischen 0,135 Euro/kWh und 0,155 Euro/kWh sinken. Neben den Substratkosten haben die Volllaststunden ebenfalls einen großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen (siehe Abbildung 15). So sinken die Stromgestehungskosten um gut 0,01 Euro/kWh, wenn die Volllaststunden um 20% erhöht werden. Geringere Auswirkung auf die Stromgestehungskosten weisen eine Veränderung der Lebensdauer und der O&M Kosten auf. Kann die Lebensdauer um 20% erhöht werden, sinken die LCOE lediglich um 0,005 Euro/kWh, werden die O&M Kosten um 20% verringert, sinken die LCOE ebenfalls um gut 0,005 Euro/kWh. Von den beobachteten Parametern hat eine Veränderung der WACC die geringste Auswirkung auf die Stromgestehungskosten.

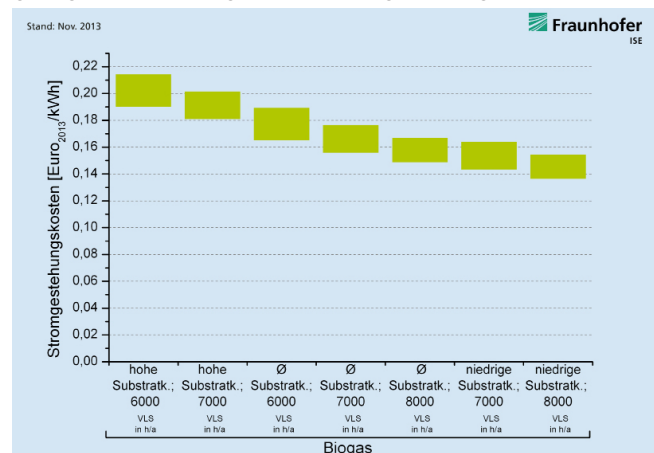


Abbildung 13: Stromgestehungskosten von Biogaskraftwerken bei unterschiedlichen Substratkosten und Volllaststunden im Jahr 2013.

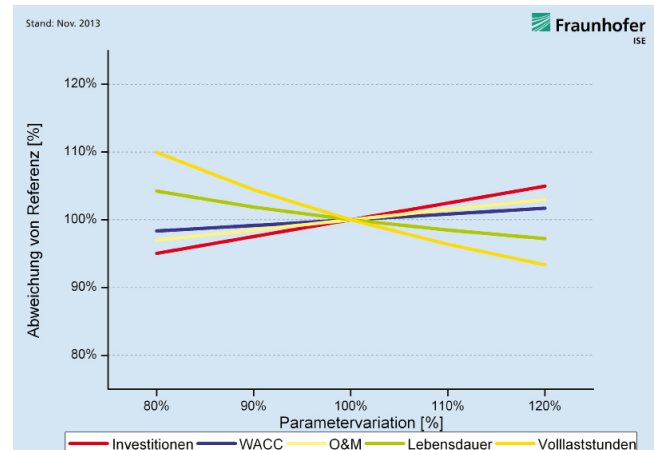


Abbildung 14: Sensitivitätsanalyse für Biomassekraftwerke mit spezifischer Investition von 4000 Euro/kW und 7000 Volllaststunden.



## Exkurs: Konventionelle Kraftwerke

### Marktentwicklung und Prognose

#### Kohlekraftwerke

Kohlekraftwerke haben an der weltweit installierten Kraftwerksleistung mit 1581 GW einen derzeitigen Anteil von 32%. Damit wird weltweit die größte Menge an Strom (41%) durch Kohlekraftwerke produziert, gefolgt von Gaskraftwerken mit 21% (IEA, 2011). Die größte Menge an Kohlestrom produziert China. Der zweitgrößte Markt sind die OECD-Staaten Amerikas, gefolgt von den asiatisch-ozeanischen OECD-Staaten. Der viertgrößte Markt ist in Osteuropa und Eurasien, wobei die OECD-Staaten Europas die derzeit geringste Kohlestromproduktion haben. Indien, der Verband südostasiatischer Nationen und Südafrika stellen Zukunftsmärkte dar. Die IEA geht von einem weiteren Anstieg der weltweiten Kohlekraftwerkskapazität bis 2015 aus. Allein in China wird von einer Verdopplung der Kraftwerkskapazitäten ausgegangen, wobei die Märkte in asiatisch-ozeanischen OECD-Staaten und Osteuropa/Eurasien langfristig eher rückläufig sind. Ab 2020 wird laut IEA die weltweite Kraftwerkskapazität durch Stilllegung von Altanlagen wieder zurückgehen und bis 2030 knapp unter dem heutigen Niveau liegen. (IEA, 2012)

In Deutschland wurde 2012 30% der Nettostromerzeugung durch Braunkohle- und 22% durch Steinkohlekraftwerke bereitgestellt (BNA, 2013). Damit haben Kohlekraftwerke auch in Deutschland den größten Anteil an der Stromerzeugung. In 2013 waren in Deutschland 24,5 GW<sub>netto</sub> Steinkohle- und 20,9 GW<sub>netto</sub> Braunkohlekapazität installiert (ISE, 2013). Langfristig wird mit einem Rückgang der Braunkohlekapazitäten bis 2023 auf 17,6 -18,0 GW<sub>netto</sub> und bis 2033 auf 11,8 GW<sub>netto</sub> gerechnet (NEP, 2013). Die Steinkohlekapazitäten sinken ebenfalls auf Werte von 25,0 - 31,9 GW<sub>netto</sub> in 2023 und 20,2 GW<sub>netto</sub> in 2033.

#### Gaskraftwerke

In 2009 waren weltweit 1298 GW Gaskraftwerkskapazität installiert. Gaskraftwerke haben nach Kohlekraftwerken global damit den zweitgrößten Anteil an der Stromproduktion. Produziert wurde eine Strommenge von 4299 TWh (IEA, 2011). Über die Hälfte aller Gaskraftwerke sind in den OECD-Staaten installiert. Die OECD-Staaten Amerikas haben dabei einen Anteil von 33% der weltweit installierten Kapazität, gefolgt von OECD Europa (15%) und OECD Asien (10%). In den nicht OECD-Ländern hat Russland, bedingt durch große Gasreserven, mit 8% die größte installierte Kapazität an Gaskraftwerken, der mittlere Osten insgesamt hat einen Anteil von 9%. In China sind 3% und in Indien 2% der weltweiten Leistung installiert. Die Märkte in Afrika, Zentral- und Südamerika sind derzeit sehr klein. Große Wachstumsmärkte sind nach IEA Brasilien – mit

einer Wachstumsrate von 6% zwischen 2008 bis 2035 – und Indien. Auch die Märkte in Afrika, Mexiko und Chile werden bis 2035 stark wachsen. In Russland und Japan sind die Kapazitäten leicht rückläufig (IEA, 2011).

In Deutschland wurden in 2012 etwa 49 TWh Strom durch Gaskraftwerke erzeugt. Das entspricht einem Anteil von 10% (ISE, 2013). Laut Netzentwicklungsplan wird von einer Zunahme der installierten Gaskapazität von heute 26,5 GW<sub>netto</sub> auf 30 GW<sub>netto</sub> in 2023 und 41 GW<sub>netto</sub> in 2033 ausgegangen (ÜNB, 2013).

#### Preis- und Kostenentwicklung

Die Stromgestehungskosten von Kohlekraftwerken sind stark abhängig von den erzielbaren Volllaststunden. In Deutschland erreichen Braunkohlekraftwerke derzeit durchschnittlich 7100 Volllaststunden, Steinkohlekraftwerke rund 6000 Volllaststunden und wirtschaftliche Gaskraftwerke ca. 3500 Volllaststunden (Berechnung nach installierter Leistung und produzierter Strommenge nach (BNA, 2013) und (ISE, 2013)). Die Volllaststunden, die ein Kraftwerk erzielen kann, sind abhängig von den variablen Grenzkosten des Einzelkraftwerks, da der Einsatz der Kraftwerke am Markt durch die Merit-Order bestimmt wird. Dadurch ist die Entwicklung der Volllaststunden im Wesentlichen abhängig von einer Prognose der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise, der Entwicklung der erneuerbaren Stromeinspeisung und der Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Die genannten Größen sind aufgrund ihrer Abhängigkeit von den Entwicklungen auf den nationalen und internationalen Märkten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

Abbildung 15 zeigt die Stromgestehungskosten für das Jahr 2013 von Braunkohle, Steinkohle und Gas- und Dampfkraftwerken (GuD), jeweils für die Bandbreite an Volllaststunden aus Tabelle 4, den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis aus Tabelle 7, die Brennstoffpreise aus Tabelle 5 sowie für die minimalen und maximalen spezifischen Investitionen aus Tabelle 1.

Braunkohle hat derzeit die niedrigsten Stromgestehungskosten, die zwischen 0,038 und 0,053 Euro/kWh liegen. Als klassische Grundlastkraftwerke haben Braunkohlekraftwerke jedoch eine sehr geringe Flexibilität der Erzeugung und eignen sich daher nur bedingt zur Flankierung von fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Stromgestehungskosten von Steinkohlekraftwerken liegen, trotz niedrigerer spezifischer Investition als Braunkohle, mit 0,063 bis 0,080 Euro/kWh deutlich darüber. Die Stromgestehungskosten von GuD-Kraftwerken haben eine Bandbreite zwischen 0,075 und 0,098 Euro/kWh und sind damit teurer als Kohlekraftwerke. Vorteile der GuD-Kraftwerke sind deren höhere Flexibilität und die im Vergleich zu Kohlekraftwerken geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zum Vergleich: Die Stromgestehungskosten von Onshore-Windanlagen an Standorten mit 2700 Volllaststunden liegen mit 0,044 Euro/kWh

zwar oberhalb der Kosten für Braunkohlestrom, die Kosten für Steinkohle- und GuD-Strom liegen jedoch darüber.

Abbildung 15 macht deutlich, dass die Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke in hohem Maße von den erreichbaren Volllaststunden abhängen. Bei GuD-Kraftwerken ergibt sich durch die Variation der Volllaststunden eine Differenz zu mittleren Stromgestehungskosten von +/- 0,005 Euro/kWh. Auch die spezifischen Investitionen haben einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten, welcher bei GuD-Kraftwerken deutlich ausgeprägter ist als bei Stein- und Braunkohlekraftwerken. Bei GuD-Kraftwerken ergibt sich bei niedrigen Volllaststunden eine Differenz der LCOE von 0,017 Euro/kWh.

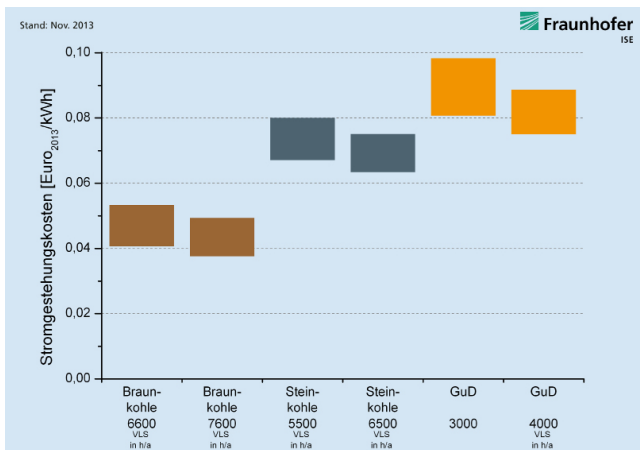


Abbildung 15: Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke im Jahr 2013 mit variierenden CO<sub>2</sub>-Zertifikats- und Brennstoffpreisen sowie spezifische Investitionen im Jahr 2013.

In Zukunft werden, bedingt durch einen höheren Anteil von erneuerbar erzeugtem Strom, die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke sinken. Bei den konventionellen Kraftwerken zeigt sich hierdurch ein gegenläufiger Trend zu den erneuerbaren Technologien: Die Kosten werden zukünftig steigen. Einerseits ist dieser Trend auf steigende Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise zurückzuführen, andererseits den zu erwartenden, deutlich niedrigeren Volllaststunden geschuldet.

Abbildung 16 zeigt die Stromgestehungskosten von Steinkohlekraftwerken für das Jahr 2020 für Kraftwerke mit Volllaststunden zwischen 5200 und 6200 h, spezifischen Investitionen zwischen 1100 und 1600 Euro/kW, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen von 17 und 29 Euro/tCO<sub>2</sub> sowie Brennstoffpreisen von 0,0103 und 0,0114 Euro/kWh in sämtlichen Kombinationen.

Die Stromgestehungskosten liegen zwischen 0,061 und 0,091 Euro/kWh. Den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben die Volllaststunden in den Fällen mit jeweils niedrigen bzw. hohen Brennstoffkosten. Auch die Investitionen haben einen recht großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten bei konstant niedrigen Installations- und Brennstoffkosten. Die Variation der Stromgestehungskosten auf Grund der Zertifikatspreise hat einen deutlich geringeren Einfluss als Volllaststunden und Kosten für den Bau der Anlagen. Der Einfluss der Brennstoffkosten ist am geringsten.

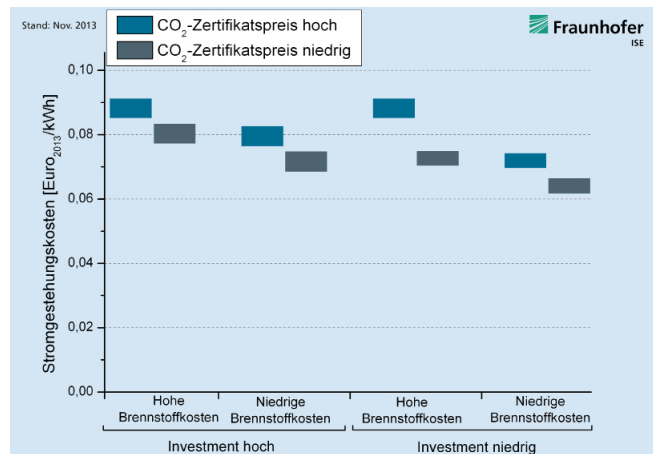


Abbildung 16: Stromgestehungskosten Steinkohle in Anhängigkeit von Investition, Volllaststunden, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen und Brennstoffpreisen im Jahr 2020.

## Prognose der Stromgestehungskosten bis 2020 und 2030 in Deutschland

Für die erneuerbaren Technologien können Kostenprognosen anhand von historisch beobachteten Lernkurven beschrieben werden, deren zeitlicher Fortschritt auf den unterschiedlichen Marktprognosen für den Zeitraum bis 2020 und 2030 aufbaut. Für die Photovoltaik- und Windtechnologie konnte in den vergangenen 20 Jahren jeweils eine durchschnittliche Lernrate bzw. Progress Ratio (PR = 1 - Lernrate) beschrieben werden. Die Investitionen pro Watt von PV-Modulen sanken in der Vergangenheit einer PR von 80% folgend. Für die Prognose der zukünftigen Entwicklung der Stromgestehungskosten von PV wird mit einer PR von 85% gerechnet, wie von Bhandari und Stadler (2009) vorgeschlagen. Da sich die PV-Branche derzeit in einer Konsolidierungsphase befindet, in der die Unternehmen versuchen, langsam wieder die Gewinnzone zu erreichen, und zusätzlich die PV-Systempreise in den letzten drei Jahren überproportional gefallen sind, wird bis Ende 2014 vorübergehend eine Seitwärtsbewegung angenommen, bevor ab 2015 die Systempreise einer Lernrate von 85% folgend weiter fallen. Im Vergleich dazu folgten die Kosten für WEA in den letzten Jahren einer PR von 97%, früher waren dies 87 - 92% (ISET, 2009). Für Offshore-WEA konnte aufgrund eines geringen Marktvolumens bisher keine belastbare PR ermittelt werden. Da die aktuellen Offshore-Projekte einerseits auf die entwickelte Onshore-Technologie zurückgreifen und andererseits noch Offshore spezifische Entwicklungen zu erwarten sind, wird in dieser Studie eine PR von 95% für Offshore-WEA angesetzt.

Die Modellierung der Stromgestehungskosten zeigt eine unterschiedliche Entwicklungsdynamik für die einzelnen Technologien, abhängig von den oben diskutierten Parametern, Finanzierungsbedingungen (WACC), Marktreife und -entwicklung der Technologien (PR), aktuellen spezifischen Investitionen (Euro/kW) und Standortbedingungen (Abbildung 17).

Fast alle heute neuinstallierten PV-Anlagen in Deutschland können Strom für unter 0,15 Euro/kWh erzeugen. Bei einer jährlichen Einstrahlung von 1000 kWh/(m<sup>2</sup>a) fallen die Kosten selbst für kleinere Aufdachanlagen bis 2018 unter die Marke von 0,12 Euro/kWh. Größere Freiflächenanlagen erzeugen bei einer jährlichen Einstrahlung von 1200 kWh/(m<sup>2</sup>a) ihren Strom schon für weniger als 0,08 Euro/kWh. Ab 2025 sinken die Stromgestehungskosten für diese beiden Anlagentypen unter den Wert von 0,11 bzw. 0,06 Euro/kWh. Bereits ab 2020 erzeugen große PV-Freiflächenkraftwerke in Süddeutschland Strom günstiger als ebenfalls in 2020 neuinstallierte Steinkohle- oder GuD-Kraftwerke, die dann Stromgestehungskosten von 0,08 bis 0,11 Euro/kWh erreichen. Die Anlagenpreise für PV sinken bei Freiflächenanlagen auf bis zu 570 Euro/kW und bei Kleinanlagen auf bis zu 800 bis 1000 Euro/kW.

Je nach Windstandort werden bei Onshore-Windenergieanlagen vergleichbare Preise wie für PV-Kraftwerke an guten Standorten erreicht. Nur für Standorte mit jährlichen Volllaststunden von über 2000 Stunden können langfristig geringere Stromgestehungskosten im Vergleich zu den besten Anlagen der PV erreicht werden. Von derzeitigen Stromgestehungskosten zwischen 0,044 Euro/kWh und 0,107 Euro/kWh sinken die Kos-

ten langfristig auf 0,043 und 0,101 Euro/kWh. Bereits heute sind Onshore-WEA damit vergleichbar oder günstiger in ihren Stromgestehungskosten als Steinkohle- und GuD-Kraftwerke. Steigende CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise und abnehmende Volllaststunden sind die Gründe dafür, dass auch für Braunkohlekraftwerke bis 2030 ansteigende Stromgestehungskosten auf 0,052 bis 0,079 Euro/kWh prognostiziert werden. Bei Offshore-WEA dagegen sind durch die höhere Lernrate etwas größere Kostenreduktionspotentiale vorhanden. Dies kann die Stromgestehungskosten von den deutlich höheren Werten in 2013 bis 2030 spürbar senken. Die Reduktion der Stromgestehungskosten wird von heutigen Werten zwischen 0,12 und 0,19 Euro/kWh auf dann gut 0,10 bis 15 Euro/kWh in 2030 erwartet. Die Anlagenpreise liegen dann zwischen 2600 und 3500 Euro/kW. Für Biogasanlagen wird von konstanten Stromgestehungskosten ausgegangen, die sich im Bereich 0,136 bis 0,214 Euro/kWh bewegen. Hierbei sind insbesondere die Verfügbarkeit und die Brennstoffkosten des Substrats entscheidend für die zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten.

Langfristig besitzen PV-Anlagen an strahlungsintensiven Standorten und WEA an windreichen Onshore-Standorten die niedrigsten Stromgestehungskosten. Beide Technologien können

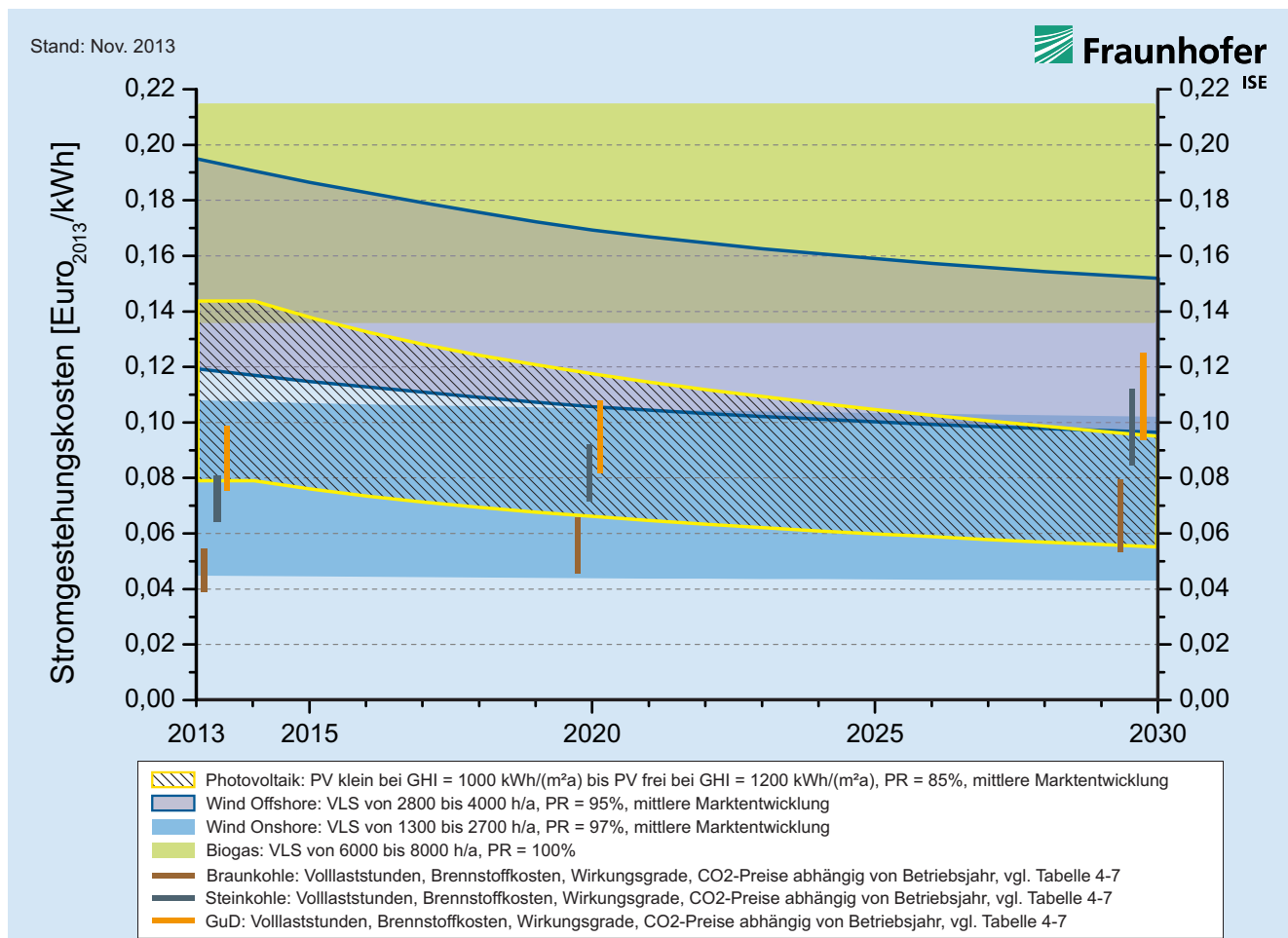


Abbildung 17: Prognose für die Entwicklung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien sowie konventionelle Kraftwerke in Deutschland bis 2030.

die Stromgestehungskosten fossiler Anlagen bis 2030 deutlich unterbieten. Die Technologie- und Kostenentwicklungen der letzten Jahre haben die Wettbewerbsfähigkeit von WEA und PV deutlich verbessert. Insbesondere bei der PV konnten so starke Kostensenkungen realisiert werden, dass sie längst nicht mehr die teuerste erneuerbare Energietechnologie in Deutschland ist. Die Analyse der Stromgestehungskosten 2013 zeigt, dass die in den letzten Versionen dieser Studie (2010 und 2012) präsentierten Prognosen für PV durch das starke Marktwachstum und die erheblichen Preissenkungen für PV-Anlagen deutlich unterboten werden konnten. Grund hierfür ist, dass die Prognose der Stromgestehungskosten mittels Lernkurven großen Unsicherheiten unterliegt (Feroli 2009). Daraus stellen sich eine Reihe von Fragen: Inwieweit wird die Lernkurve in Zukunft durch innovative Entwicklungen und neue Produktionstechnologien fortgesetzt oder sogar unterboten? Wie entwickeln sich die Märkte in Zukunft oder wie entwickeln sich die Finanzierungskosten in einem volks- oder weltwirtschaftlichen Umfeld? Für die einzelnen Technologien werden daher Sensitivitätsanalysen der Lernkurven mit verschiedenen Progress Ratios vorgestellt.

### Kostenentwicklung bei der PV

Die PV-Industrie befindet sich derzeit in einer Phase der Marktkonsolidierung, geprägt von weltweiten Überkapazitäten bei den Produktionsanlagen, enormem Preisdruck durch sinkende Vergütungssätze in vielen Märkten und nicht kostendeckenden Marktpreisen bei den Solarmodulen. In der Folge kommt es zu Insolvenzen und Zusammenschlüssen bei den Modul- und Zellherstellern. Gleichzeitig hat sich der Kostendruck auch auf Zulieferer, Errichter und Hersteller von Systemkomponenten stark erhöht. Um dieser Situation Rechnung zu tragen, wird in der Prognose der weiteren Entwicklung bei den Stromgestehungskosten eine Konsolidierungsphase bis Ende 2014 berücksichtigt, in der eine Erholung der Industrie von den Folgen des unerwartet starken Preisverfalls erwartet wird. Dies setzt voraus, dass auch die Modul- und Zellhersteller wieder kostendeckend produzieren können, wofür es bereits erste positive Anzeichen gibt. So erwarten IHS-Analysten für 2013 steigende Nachfrage und Umsätze in der PV-Industrie. Weiterhin laufen für viele Zellhersteller langfristige Lieferverträge für Polysilizium aus, sodass sie in neuen Verträgen von den zwischenzeitlich stark gefallenem Kosten profitieren können. Eine Zunahme des globalen PV-Marktes sorgt zudem für eine erhöhte Auslastung bestehender Fertigungsanlagen, wodurch die spezifischen Overhead-Kosten auf die produzierten Zellen/Module sinken werden (IHS, 2013).

### Sensitivitätsanalysen der verwendeten Lernkurven für PV und Wind

Die Abbildungen 18 und 19 zeigen für eine unterschiedliche Kombination von Progress Ratios und Marktszenarien (siehe Tabelle 8 und 9) die Bandbreite der Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen und Onshore WEA in Deutschland. Ausgehend von einem Durchschnittswert für die heutigen Kosten zeigen die Werte Schwankungen von 10 bis 20% abhängig von den verwendeten Parametern. Dies drückt die Unsicherheit des Lernkurvenmodells aus, falls unterschiedliche Inputparameter benutzt werden. Gleichzeitig spiegelt es eine potenzielle Bandbreite für die Kostenentwicklung der einzelnen Technologien wider.

Für Klein-Photovoltaik an Standorten mit Energieerträgen von 1050 kWh/kWp können Stromgestehungskosten zwischen 0,06 Euro/kWh und 0,10 Euro/kWh je nach Szenarienannahme identifiziert werden. Für Onshore-Windenergie sind aufgrund der geringen aktuellen Stromgestehungskosten nur geringfügige zukünftige Kostensenkungen zu erwarten (0,060 - 0,068 Euro/kWh).

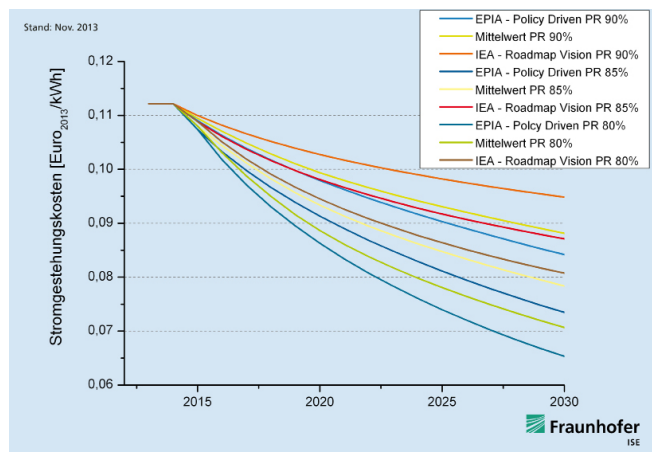


Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von PV-Kleinanlagen, Investition 1500 Euro/kW,  $GHI=1050 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ .

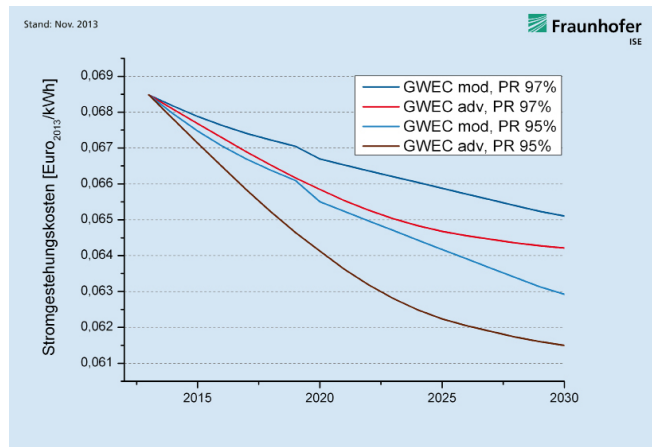


Abbildung 19: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von Onshore-WEA, Investition 1400 Euro/kWh,  $VLS=2000 \text{ h/a}$ .

# 5. TECHNOLOGIEN FÜR HOHE SOLARSTRAHLUNG

In diesem Kapitel werden die drei Technologien Photovoltaik (PV), Solarthermische Kraftwerke (CSP - Concentrated Solar Power) und Konzentrierende Photovoltaik (CPV - Concentrated PV) für Regionen mit höherer Einstrahlung analysiert und die Stromgestehungskosten berechnet.

Zur Berechnung der Stromgestehungskosten von PV, CPV und CSP wurden drei Standorte angenommen. Der erste Standort mit der geringsten Globalstrahlung von 1450 kWh/(m<sup>2</sup>a) wurde nur für ein PV-Anlage untersucht, da die Direktstrahlung an diesem Standort zu gering ist. Deshalb werden die Technologien CSP und CPV nur an Standorten mit einer hohen Direktnormalstrahlung von 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) ) und 2500 kWh/(m<sup>2</sup>a) analysiert. PV-Anlagen werden an entsprechenden Standor-

ten mit einer Globalstrahlung (GHI) von 1800 kWh/(m<sup>2</sup>a) und 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) untersucht.

Im reinen Kostenvergleich für das Jahr 2013 von PV-Anlagen mit CPV- und CSP-Kraftwerken an Standorten mit hoher Einstrahlung (2000 kWh/(m<sup>2</sup>a)) ergeben sich niedrigere Stromgestehungskosten bei PV gegenüber CSP. Aufgrund eines im Vergleich zur PV geringeren Marktwachstums liegen derzeit die Kosten von CSP-Kraftwerken mit integrierten Wärmespeichern (Volllaststunden bis zu 3600) bei unter 0,19 Euro/kWh, während PV-Freiflächenanlagen bei gleicher Einstrahlung Stromgestehungskosten von unter 0,10 Euro/kWh erreichen. CPV-Anlagen liegen je nach Einstrahlung zwischen 0,08 und 0,14 Euro/kWh (Abbildung 20).

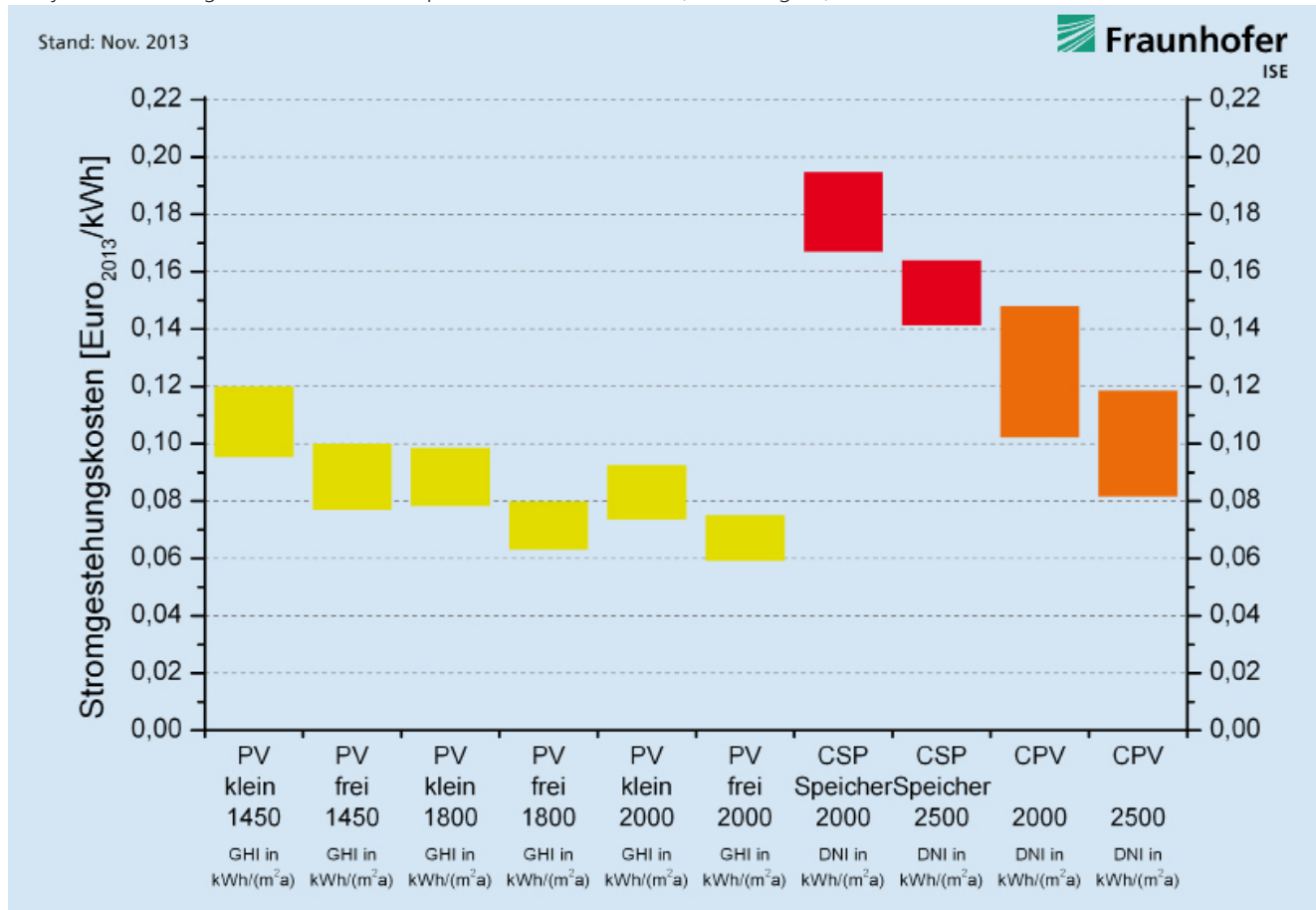


Abbildung 20: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien an Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung im Jahr 2013. Der Wert unter der Technologie bezieht sich auf die solare Einstrahlung in kWh/(m<sup>2</sup>a) (GHI für PV) und kWh/(m<sup>2</sup>a) (DNI für CPV und CSP).

## Photovoltaikanlagen

An Standorten mit einer höheren Einstrahlung (GHI) von 1800 kWh/(m<sup>2</sup>a) in Südspanien bzw. von 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) wie in den MENA-Staaten sind die Stromgestehungskosten auf 0,10 bis 0,06 Euro/kWh gefallen (Abbildung 21). In Regionen mit einer Einstrahlung von 1450 kWh/(m<sup>2</sup>a) wie beispielsweise in Frankreich liegen die Stromgestehungskosten bei ungefähr 0,08 bis 0,12 Euro/kWh. Die höheren Finanzierungskosten an einem Standort wie Spanien oder den MENA-Staaten erhöhen jedoch die Stromgestehungskosten, so dass der Vorteil deutlich erhöhter Einstrahlung teilweise wieder verloren geht (siehe Tabelle 2 für Finanzierungsannahmen).

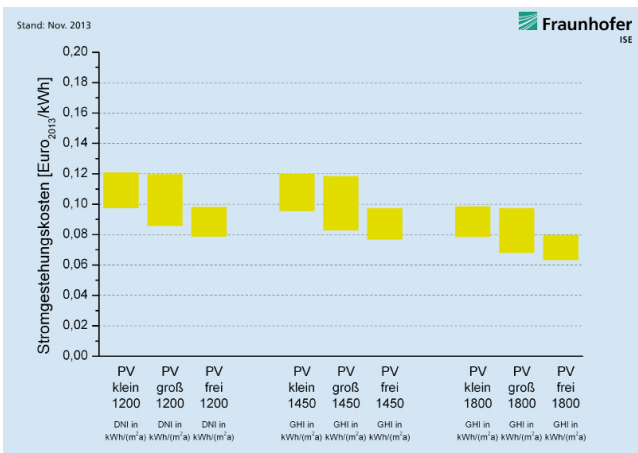


Abbildung 21: Stromgestehungskosten für verschiedene PV-Anlantentypen an drei Standorten mit hoher Solarstrahlung kWh/(m<sup>2</sup>a) im Jahr 2013.

## Solarthermische Kraftwerke

Aufgrund ihrer technologischen Eigenschaften können solarthermische Kraftwerke vor allem in sonnenreichen Gebieten mit einer jährlichen DNI von über 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) effizient betrieben werden. Durch Integration thermischer Salzspeicher können sie thermische Energie zwischenspeichern und dadurch Strom entkoppelt von der aktuellen Wetterlage oder Tageszeit ins Netz einspeisen. Diese integrierte Speichermöglichkeit unterscheidet CSP prinzipiell von WEA und PV-Anlagen. Ausgelöst durch eine attraktive staatliche Förderung in den USA und Spanien erfuhr die CSP-Kraftwerkstechnologie in den Jahren zwischen 2005 und 2011 einen neuen Aufschwung, nachdem der Bau von neun Kraftwerken in Kalifornien mit einer Gesamtkapazität von 354 MW in den Jahren zwischen 1980 und 1990 keine Wachstumseffekte entfachen konnte. Besonders die Länder mit einer sehr starken Direktnormalstrahlung (DNI) entwickelten umfangreiche Ausbaupläne für CSP-Kraftwerksprojekte (CSP Today, 2011), oftmals in sonnenreichen Wüstengebieten. Durch die starke Preisdegression bei der Photovoltaik ist die CSP-Technologien jedoch insbesondere in Spanien und USA erheblich unter Druck geraten, so dass zahlreiche geplante

Kraftwerksprojekte verschoben oder abgesagt wurden. Gleichzeitig hat der arabische Frühling und die damit verbundenen, teils unsicheren politischen Verhältnisse in einigen Ländern der MENA-Region die geplanten Ausbaupläne für CSP gebremst. Andere Länder hingegen, wie z.B. Marokko oder Kuwait verfolgen ihre ambitionierten Pläne weiter. In den USA werden ebenfalls ehrgeizige CSP-Projekte wie z.B. die beiden Turmkraftwerke Ivanpah (377 MW) und Crescent Dunes (110 MW) umgesetzt, welche noch 2013 in Betrieb genommen werden sollen. In der Vergangenheit haben Greenpeace (2009), Trieb (2009) und Sarasin (2011) ein erhebliches Marktwachstum für CSP-Kraftwerke prognostiziert. Diese Prognosen dienen auch in dieser Studie als Basis, da aktualisierte Marktprognosen fehlen, die die teils schwierige Entwicklung der letzten beiden Jahre berücksichtigen (siehe Abbildung 22).

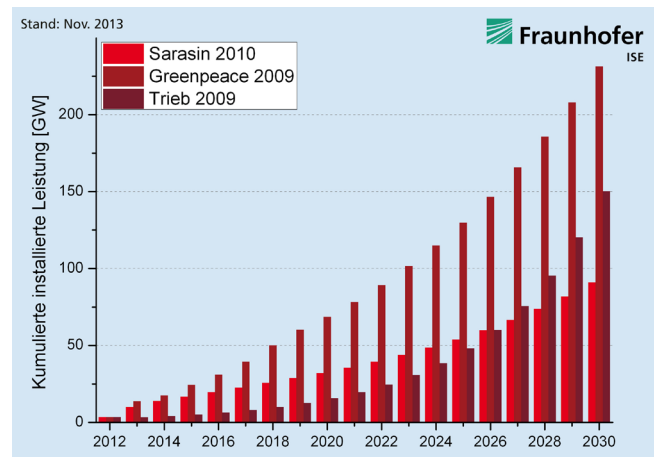


Abbildung 22: Marktprognose der kumulierten Kraftwerksleistung für solarthermische Kraftwerke 2012-2030, Sarasin (2010), Trieb (2009), Greenpeace (2009).

Mitte 2013 sind weltweit CSP-Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 3,5 GW in Betrieb. Weitere Anlagen mit insgesamt 2,5 GW Kapazität sind derzeit im Bau und etwa 7 GW sind in der Planungs- oder Entwicklungsphase. (CSP Today Project Tracker, Stand 8.7.2013).

Die Analyse der Stromgestehungskosten für CSP-Kraftwerke stützt sich insbesondere auf die Angaben realisierter Kraftwerksprojekte der Parabolrinnen- und Turmtechnologie in Spanien und den USA, auf deren Basis die Kraftwerksparameter und Investitionsangaben von Parabolrinnenkraftwerksprojekten mit Kraftwerksleistungen von 50 MW wie beispielsweise Andasol1-3 (CSP-Kraftwerk mit Speicher von 8h) oder Shams1 mit 100 MW in Abu Dhabi beruhen. Verglichen werden diese Kraftwerksprojekte mit den Stromgestehungskosten des Solarturms Gemasolar in Spanien mit einer Kraftwerkskapazität von 20 MW und einem Speicher von 15 h. Zusätzlich wurden Kostenangaben für die Turmkraftwerke in den USA berücksichtigt. Die Größe des Speichers gibt an, wie viele Stunden ohne Sonneneinstrahlung die Turbine bei vollem Speicher mit Energie versorgt werden kann.

Aufgrund der bisher geringen kumulierten installierten Leistung der Fresnel-Technologie können zur Berücksichtigung in der Studie nur Einzelprojekte als Referenz herangezogen werden. Ein Beispiel ist ein neues 30 MW Fresnel-Kraftwerk in Spanien. Eine breite Marktanalyse vieler Projekte ist derzeit noch nicht möglich, da sich viele Kraftwerksprojekte in der Entwicklungsphase befinden und die tatsächlichen Kosten häufig nicht veröffentlicht werden. Für alle drei Technologien gilt, dass die kraftwerksspezifische Auslegung und das Design der Kraftwerke noch erheblichen technologischen Weiterentwicklungen unterliegen. Dies zeigt sich in zahlreichen unterschiedlichen Anlagenkonzeptionen, die je nach Hersteller, aber auch je nach Standort und Stromnachfrage (Speicherauslegung) spezifiziert werden.

Die Stromgestehungskosten der analysierten CSP-Kraftwerke mit Speicher liegen bei einer DNI von 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) zwischen 0,160 Euro/kWh und 0,196 Euro/kWh (Abbildung 23). Damit schneiden sie häufig besser ab als Parabolrinnenkraftwerke ohne Speicher, deren Werte zwischen 0,251 Euro/kWh und 0,156 Euro/kWh liegen. Grund hierfür ist, dass ein größeres Solarspiegelfeld mit kombinierten Salzspeichereinheiten für eine höhere Auslastung der Kraftwerksturbine und damit für höhere Volllaststundenzahlen sorgt.

Turmkraftwerke mit Speicher (0,184 - 0,210 Euro/kWh) schneiden im Vergleich zu Parabolrinnenkraftwerken mit Speicher (0,161 - 0,197 Euro/kWh) tendenziell etwas schlechter ab. Lineare Fresnelkraftwerke ohne Speicher (0,142 - 0,179 Euro/kWh) hingegen sind die teilweise deutlich günstigere Lösung gegenüber Parabolrinnenkraftwerken ohne Speicher (0,156 - 0,251 Euro/kWh). In Regionen mit höherer Sonneneinstrahlung von bis zu 2500 kWh/(m<sup>2</sup>a) wie in MENA-Staaten oder den Wüsten in Kalifornien, können Stromgestehungskosten von 0,121 Euro/kWh für CSP-Technologien ohne Speicher und 0,136 Euro/kWh für Technologien mit Speicher erreicht werden.

Kostensenkungen sind bei der CSP-Technologie, im Vergleich zu den ersten Referenzkraftwerken, durch höhere Automatisierung, Projekterfahrung, den Einsatz verbesserter Materialien und Komponenten sowie durch weitere Großprojekte in den nächsten Jahren abzusehen (Fraunhofer und Ernst&Young, 2011). Als positives Signal für die Kostenentwicklung von CSP ist die berichtete Einspeisevergütung von 0,135 US\$/kWh für das Turmkraftwerk Crescent Dunes (NREL 2013) in den USA zu sehen, welches noch 2013 in Betrieb gehen soll. Jedoch sind diese Werte nur unter zu Hilfenahme von sehr günstigen Krediten oder steuerlichen Vergünstigungen erreichbar. CSP ist zudem die bisher einzige Technologie, bei der großtechnisch Speicher eingebunden werden können. Dies bringt mit zuneh-

mendem Ausbau der erneuerbaren Energien einen immer größeren Vorteil, welcher bisher nicht adäquat vom Markt honoriert wurde.

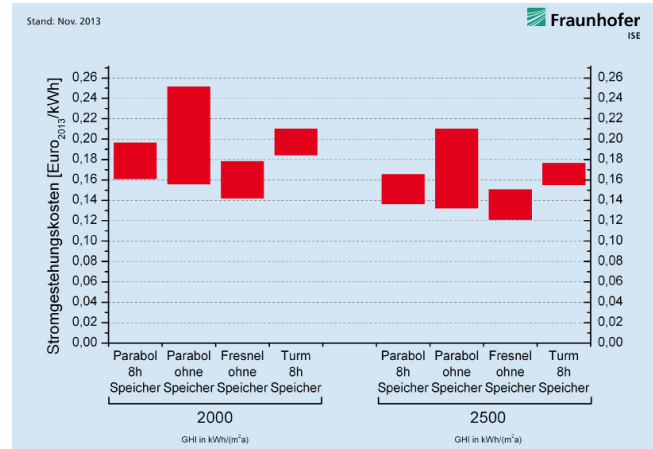


Abbildung 23: Stromgestehungskosten für CSP Kraftwerke mit einer Nennleistung von 100 MW, nach Anlagentyp und Einstrahlung (DNI in kWh/(m<sup>2</sup>a)) im Jahr 2013

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass um 20% geringere Investitionen im Vergleich zum Referenzfall zu Stromgestehungskosten von 0,128 Euro/KWh führen würden (siehe Abbildung 24). Eine höhere DNI hat einen ähnlich starken, positiven Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

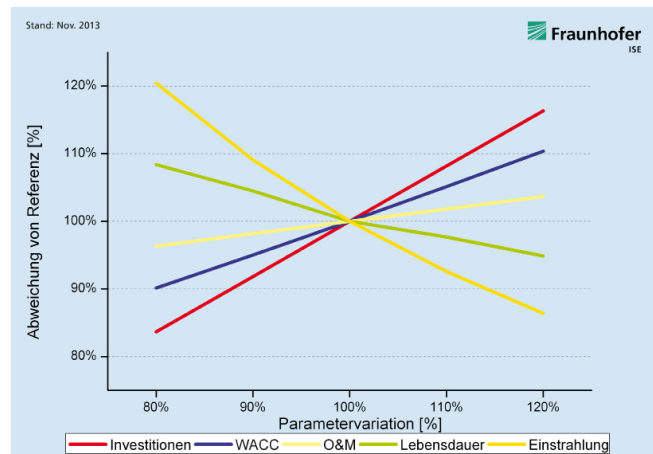


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse für CSP (100 MW mit Speicher) mit jährlicher DNI Einstrahlung von 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) und spezifischer Investition von 6000 Euro/kW.

### Konzentrierende Photovoltaikanlagen

Die konzentrierende Photovoltaik (Concentrating Photovoltaic – CPV) ist von besonderem Interesse für die kostengünstige Stromerzeugung in sonnenreichen Regionen mit Direktnormalstrahlungswerten von mehr als 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a). Die Systeme werden insbesondere nach der verwendeten Lichtkonzentration unterschieden. Den größten Anteil von über 85% an der bisher installierten Leistung weist die zweiachsig nachgeführte, hochkonzentrierende Photovoltaik auf. Bei dieser Technologie wird das Sonnenlicht durch eine kostengünstige Optik – Linsen oder Spiegel – auf eine Solarzelle fokussiert. Durch die 300 bis 1000-fache Konzentration der Solarstrahlung auf eine

kleine Zellfläche können hocheffiziente, aber vergleichsweise teure Mehrfachsolarzellen auf der Basis von III-V-Halbleitern (z.B. Dreifachsolarzellen aus GaInP/GaInAs/Ge) eingesetzt werden. Es existieren zudem niedrigkonzentrierende Systeme mit maximal 100-facher Konzentration, die ein- oder zweiachsig nachgeführt werden. In diesen Anlagen werden vorwiegend Silicium-basierte Solarzellen eingesetzt.

Die konzentrierende Photovoltaik etabliert sich erst seit wenigen Jahren im Markt. Das erste Kraftwerk über der 1 MW-Grenze wurde 2006 in Spanien realisiert. Seitdem wird jährlich eine steigende Anzahl kommerzieller Anlagen im MW-Bereich installiert, wobei einzelne Kraftwerke bereits Leistungen von mehr als 10 MW aufweisen. Neben einem Trend zu größeren Kraftwerkseinheiten ist zudem eine regionale Diversifizierung des Marktes festzustellen. Während die ersten Kraftwerke ausschließlich in Spanien installiert wurden, werden seit 2010 CPV-Kraftwerke auch in vielen anderen Ländern realisiert. Regionale Schwerpunkte bilden die USA, China, Italien, Australien und Südafrika. Im Vergleich zur herkömmlichen Photovoltaik ist der CPV-Markt mit einem Marktvolumen von knapp 50 MW im Jahr 2012 noch klein. Mehrere große Kraftwerke mit Leistungen von jeweils etwa 50 MW befinden sich jedoch aktuell im Bau und weitere befinden sich in fortgeschrittenen Phasen der Projektentwicklung (Abbildung 25).

Gründe für den Bau erster Großkraftwerke der hochkonzentrierenden Photovoltaik liegen zum einen in der kontinuierlichen Steigerung der Wirkungsgrade auf über 32% für einzelne Module und 27% AC für komplette Systeme in den vergangenen Jahren (Wiesenfarth, 2012), verbunden mit weiteren prognostizierten Wirkungsgradsteigerungen für CPV-Systeme auf über 30% in den nächsten Jahren (EU PV Technology Platform 2011; Pérez-Higueras 2011). Zum anderen profitiert die CPV mit ihren nachgeführten Systemen von einer ausgeglichenen Stromproduktion und hohen Energieausbeute über den Tagesverlauf. Gleichzeitig kann die Kraftwerksgröße über einen weiten Leistungsbereich skaliert werden, wobei auch die Projektimplementierung von großen CPV-Kraftwerken mit 20 bis 100 MW ähnlich schnell und flexibel ist wie bei der Photovoltaik. CPV-Kraftwerke weisen zudem eine geringe Flächenbelastung aus, da die Fundamente der Nachführeinheiten vergleichsweise klein sind. Dadurch wird auch eine weitere Landnutzung durch Landwirtschaft möglich. Hochkonzentrierende Photovoltaik weist insbesondere in heißem Klima Vorteile auf, da die Leistung der verwendeten Solarzellen bei hohen Temperaturen weniger stark abnimmt als bei herkömmlichen Silicium-Solarzellen. Zudem benötigen die meisten CPV-Technologien keinerlei Kühlwasser im Betrieb. Aktuelle Systempreise inkl. Installation für CPV-Kraftwerke mit einer Leistung von 10 MW liegen zwischen 1400 und 2200 Euro/kW (Quellen: GTM 2013, Industriebefragung). Die

große Bandbreite der Preise begründet sich in den verschiedenen technologischen Konzepten sowie dem noch jungen und regional unterschiedlich stark etablierten Markt. Die berechneten Stromgestehungskosten von 0,102 bis 0,148 kWh/Euro für einen Standort mit einer DNI von 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a) lassen trotz des kleinen Marktvolumens schon heute einen Vergleich zu den analysierten Werten für PV-Freiflächenanlagen und CSP zu (siehe Abbildung 26 und 21).

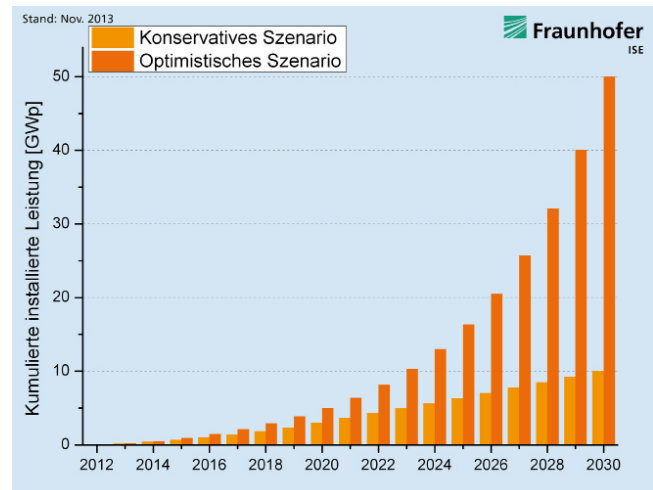


Abbildung 25: Marktprognose der kumulierten Kraftwerksleistung für CPV für 2012-2030 (Fraunhofer ISE, 2013).

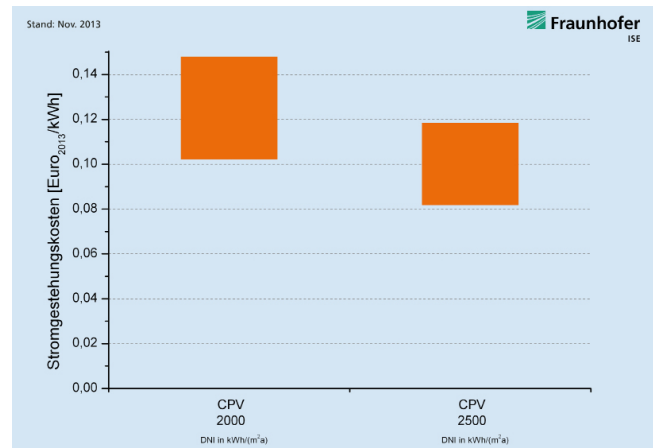


Abbildung 26: Stromgestehungskosten von CPV nach Einstrahlung (DNI in kWh/(m<sup>2</sup>a)) im Jahr 2013.

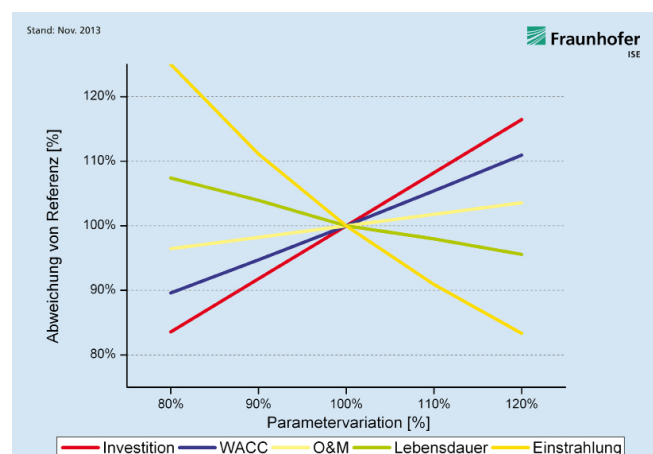


Abbildung 27: Sensitivitätsanalyse von CPV (Einstrahlung DNI = 2000 kWh/(m<sup>2</sup>a), Investition = 1800 Euro/kW).



## Prognose der Stromgestehungskosten bis 2030 für Solar-technologien unter hoher Solarstrahlung

Die Prognose der Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2030 wird ebenfalls für die Technologien PV, CPV und CSP an Standorten mit hoher Solarstrahlung durchgeführt. Untersuchungen des DLR (Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum) geben bei CSP-Kraftwerken unterschiedliche Progress Ratios für die einzelnen Komponenten (Solarfeld, thermischer Speicher, Powerblock) mit Werten zwischen 88% und 98% (Viebahn 2008, Trieb 2009) an. Daraus lässt sich eine gemittelte PR von 92,5% errechnen, die sich auf das Gesamtkraftwerk bezieht. Andere Studien gehen von PRs mit Werten von 90% (Greenpeace, 2009) oder 92% - 96% (Sarasin, 2009). Preiserfahrungswerte und Lernkurven sind bisher nicht für CPV erfasst und in der Literatur beschrieben worden. Es wird jedoch ein hohes Potenzial für Kostensenkungen gesehen. So sagt GTM Research CPV-Systemkosten von 1.2 \$/W im Jahr 2020 voraus, was einer Kostensenkung von 51% gegenüber dem Jahr 2012 entspricht (GTM 2013). Eine wichtige Rolle spielen dabei technische Verbesserungen wie die Reduktion der Systemverluste sowie höhere Wirkungsgrade. Zudem sind signifikante Kostenreduktionen durch Skaleneffekte, zum Beispiel aufgrund eines höheren

Automatisierungsgrades der Produktion und zunehmender Marktmacht beim Einkauf der Materialien, zu erwarten. Es wird eine PR für das CPV-Modul von 85% angenommen und das in Abbildung 25 dargestellte konservative Szenario hinterlegt. Die übrigen Systemkomponenten (Wechselrichter, Verkabelung etc.) kommen aus dem PV-Bereich und sind damit bereits weiter entwickelt. Um dem Rechnung zu tragen, wird dort die PR und die Marktentwicklung der PV zu Grunde gelegt, die sich in einem reiferen Marktstadium befindet. Die Aufteilung der Investitionen in Module und übrige Komponenten erfolgt im Verhältnis 1 zu 1.

Bis 2030 können die Stromgestehungskosten von CSP auf Werte zwischen 0,096 Euro/kWh und 0,134 Euro/kWh sinken. Bei CPV wäre sogar eine Kostendegression auf zwischen 0,040 Euro/kWh und 0,076 Euro/kWh möglich (Abbildung 26). Bei beiden Technologien wird entscheidend sein, inwieweit die Installationen von CSP und CPV in den Märkten mit hoher Solarstrahlung in den kommenden Jahren vorangetrieben wird.

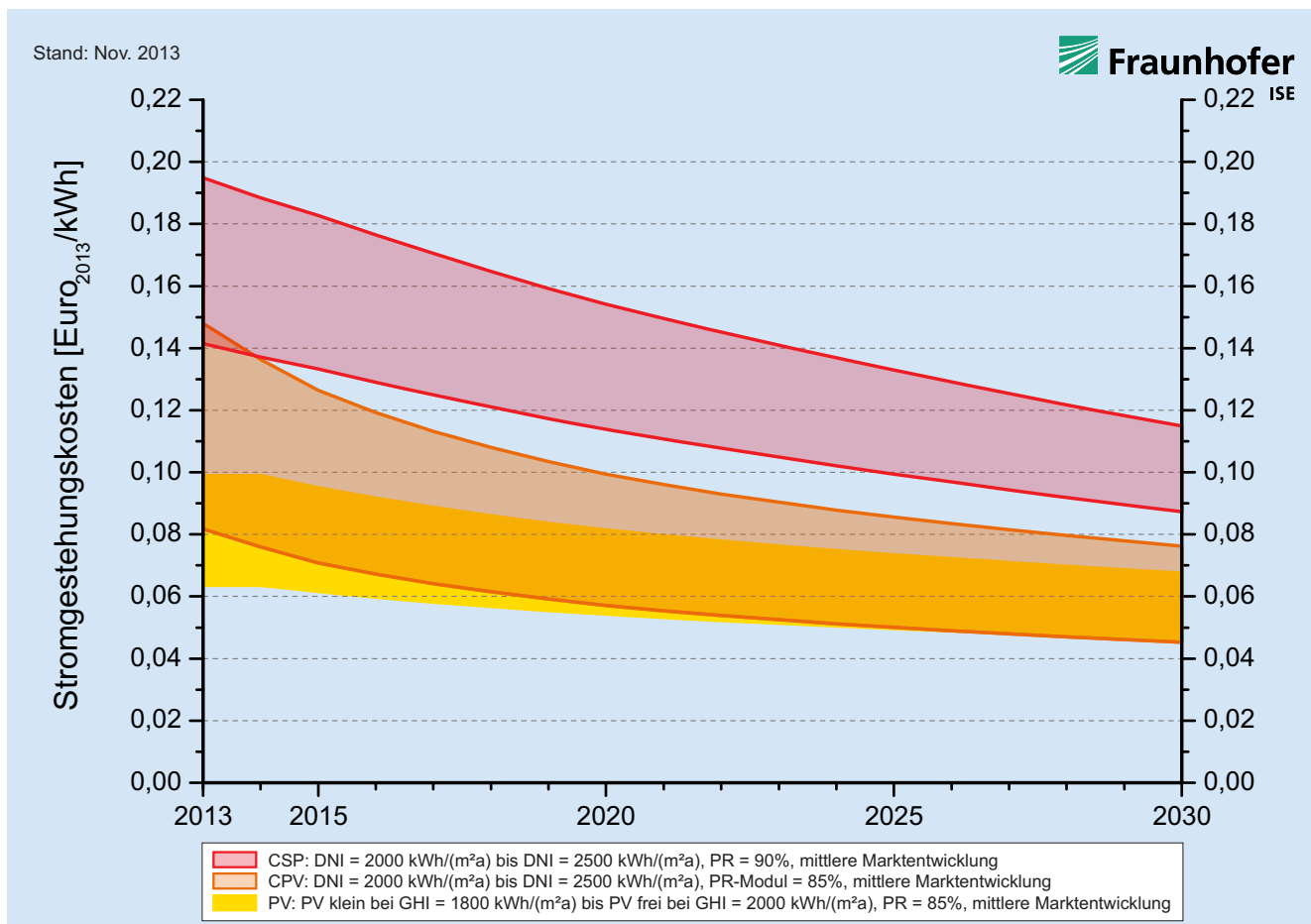


Abbildung 28: Entwicklung der Stromgestehungskosten für PV, CSP- und CPV-Anlagen an Standorten mit hoher Solarstrahlung kWh/(m<sup>2</sup>a).

## Sensitivitäten der verwendeten Lernkurven für CPV und CSP

Die folgenden zwei Schaubilder zeigen für eine unterschiedliche Kombination von Progress Ratios und Marktszenarien die Bandbreite der Stromgestehungskosten für CPV und CSP. Ausgehend von einem Durchschnittswert für die heutigen Kosten zeigen die Werte Schwankungen von 10 bis 20%, abhängig von den verwendeten Parametern.

Solarthermische Kraftwerke könnten bis zum Jahr 2030 nach Berechnungen mit unterschiedlichen Lernkurven Strom für 0,10 Euro/kWh bis 0,12 Euro/kWh produzieren. Bei CPV-Anlagen könnten die Stromgestehungskosten bei 0,06 bis 0,07 Euro/kWh liegen.

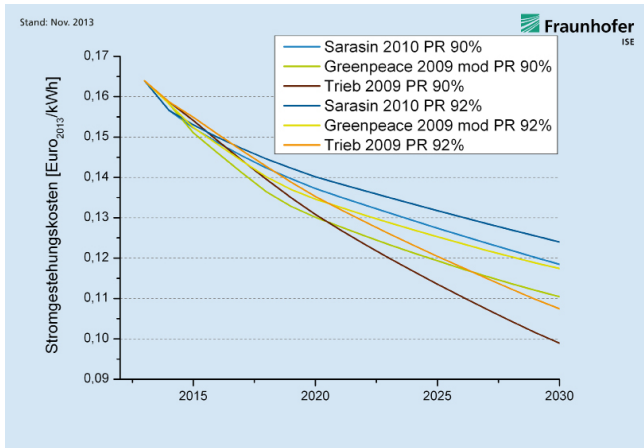


Abbildung 29: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten CSP, Investitionen 6000 Euro/kW, DNI=2500 kWh/(m<sup>2</sup>a).

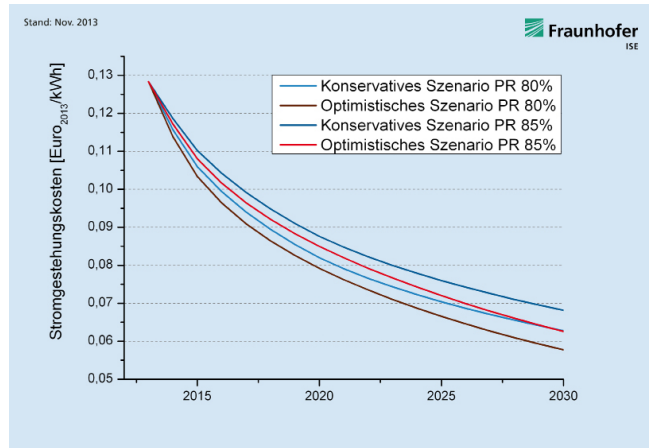


Abbildung 30: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten CPV, Investitionen 1800 Euro/kW, DNI=2000 kWh/(m<sup>2</sup>a).

# 6. AUSBLICK: STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND SYSTEMINTEGRATION VON ERNEUERBARER ENERGIEN

Die kontinuierlich fallenden Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energietechnologien sowie steigende Kosten bei fossilen Kraftwerken führen zu einer immer besseren Wettbewerbsposition der erneuerbaren Energien. Dies führt zu stark wachsenden Marktnischen, in denen auch ohne Förderungen ein wirtschaftlicher Betrieb von erneuerbaren Energien möglich ist, so dass erneuerbare Energien zukünftig einen essentiellen Beitrag zur Energieversorgung leisten können.

Diese Entwicklung wird in Deutschland politisch durch das Energiekonzept der Bundesregierung gestützt, dessen zentrales Ziel es ist, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 - 95% gegenüber 1990 zu reduzieren und gleichzeitig bis 2022 aus der Kernenergie auszusteigen.

Bei steigenden Installationen von fluktuierenden Stromerzeugern und damit einhergehenden höheren Anteilen in der Stromversorgung wird sich das Energieversorgungssystem, d.h. das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten und der Akteure, grundlegend ändern. Dabei spielen neben den Stromgestehungskosten natürlich auch andere Faktoren bei der Analyse und Bewertung einer Technologie im Energiesystem eine entscheidende Rolle. So wird beispielsweise die „Wertigkeit“ des Stroms an Bedeutung gewinnen, d.h. seine Verfügbarkeit zu Zeiten hohen Bedarfs, die Regelbarkeit der Anlagen und die Fähigkeit zur Übernahme von Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Blindleistung oder Frequenz- und Spannungsstabilisierung. Es gibt eine Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten, wie ein solches Energiesystem auf nationaler, regionaler und kommunaler Ebene gestaltet sein kann.

Unter der Maßgabe, die Nachfrage jederzeit decken zu können, kann mit Hilfe eines Energiesystemmodells ein sektorübergreifendes Energiesystem für ein gesetztes Ziel, wie zum Beispiel CO<sub>2</sub>-Minderung, entworfen werden (vgl. Modell ReMod-D, beschrieben in Henning und Palzer (2013)). Dabei ist es essentiell, das Energiesystem in seiner Gesamtheit zu betrachten, da es viele Schnittstellen und Berührungspunkte zwischen den unterschiedlichen Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr, etc.) gibt.

Um die Frage zu beantworten, wie ein solches Zielsystem erreicht werden kann, ist es wichtig abzuschätzen, in welche Richtung und in welchem Tempo sich das Energiesystem verändert. Für die Veränderung sind verschiedene Faktoren von Bedeutung: Politisch getriebene Anreize, Rahmenbedingungen oder Restriktionen sowie die Wirtschaftlichkeit von Technologien. Der eigentliche Kern besteht darin, zu analysieren, unter welchen Bedingungen ein Investor bereit ist, in die verschiedenen Komponenten des Energiesystems zu investieren. Innerhalb dieser Entscheidung spielen die Stromgestehungskosten und deren Entwicklung eine wichtige Rolle.

Das explorative Energiesystemmodell E2S des Fraunhofer ISE versucht unter Berücksichtigung von Stromgestehungskosten und einer Wirtschaftlichkeitsanalyse die Frage zu beantworten, welche Investorengruppen in welche Technologien investiert und an welchem Standort diese Investitionen sinnvoll für das Gesamtsystem und den Investor sind (Investitionsentscheidungsmodell). Die Einzelentscheidungen werden dann im Modell zusammengeführt. Abbildung 31 zeigt den schematischen Aufbau des Investitionsentscheidungsmodells. Dabei werden die Investitionen in neue Stromerzeugungskapazitäten in den Investitionsentscheidungsmodellen unter Betrachtung von politischen, ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen ausgehend vom heutigen Energiesystem abgebildet. Die gegenseitige Beeinflussung zwischen den Investitionsentscheidungen (beispielsweise in erneuerbare Energietechnologien und Speicher) und damit auch der Einfluss der Wertigkeit des mit dem jeweiligen Element erzeugten Stroms müssen dabei explizit berücksichtigt werden.

Um die Entwicklung der Investitionen in erneuerbare Energietechnologien gut abbilden zu können, sollte immer auch die räumliche Verteilung der Ressourcen als wichtiger Faktor berücksichtigt werden, da sich für jeden Standort und für jede Investorengruppe in Deutschland unterschiedliche Möglichkeiten der Investition in Technologien ergeben, wenn beobachtbares Investitionsverhalten in die Analyse einfließt. So können beispielsweise Energieversorgungsunternehmen nicht in Aufdach-PV-Anlagen auf privaten Wohnhäusern investieren, dafür

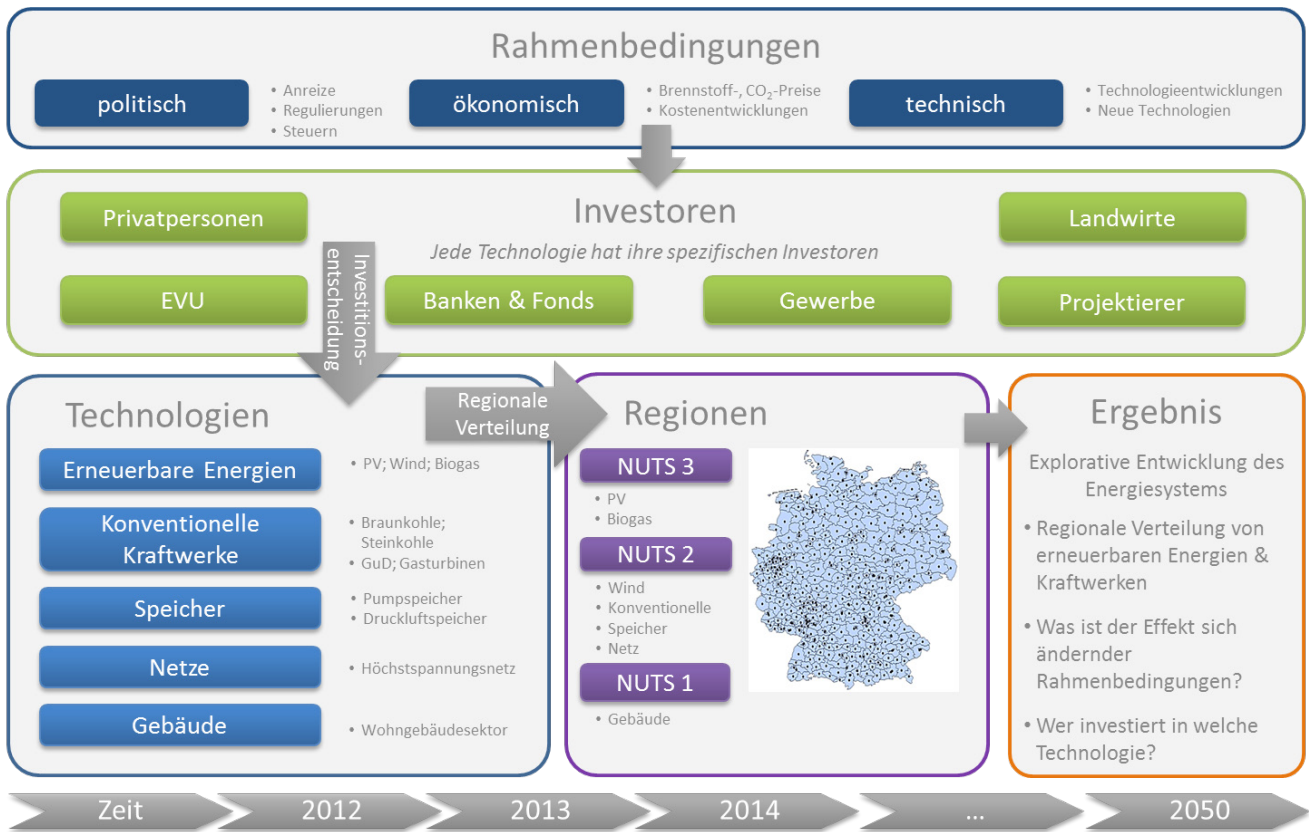


Abbildung 31: Schematische Abbildung des Investitionsentscheidungsmodells (E2S-Invest) zur Abbildung der Entwicklung des Energiesystems Deutschlands.

haben sie das Know-how und die Kapazitäten, in Speicherlösungen und in Wind-Offshore Anlagen zu investieren. Entscheidende Gründe sind die Renditerwartungen, Eigen- und Fremdkapitalanteil sowie Fremdkapitalzins der unterschiedlichen Investorengruppen, die stark voneinander abweichen, wodurch sich unterschiedliche Stromgestehungskosten für jede

Investorengruppe und deren präferierte Technologien ergeben. Abbildung 32 zeigt beispielhaft die regional hoch aufgelösten Stromgestehungskosten für dachinstallierte PV-Anlagen für einen Privatinvestor auf Landkreisebene. Die linke Graphik zeigt die Kosten im Jahr 2012 und die rechte Graphik für das Jahr 2020.

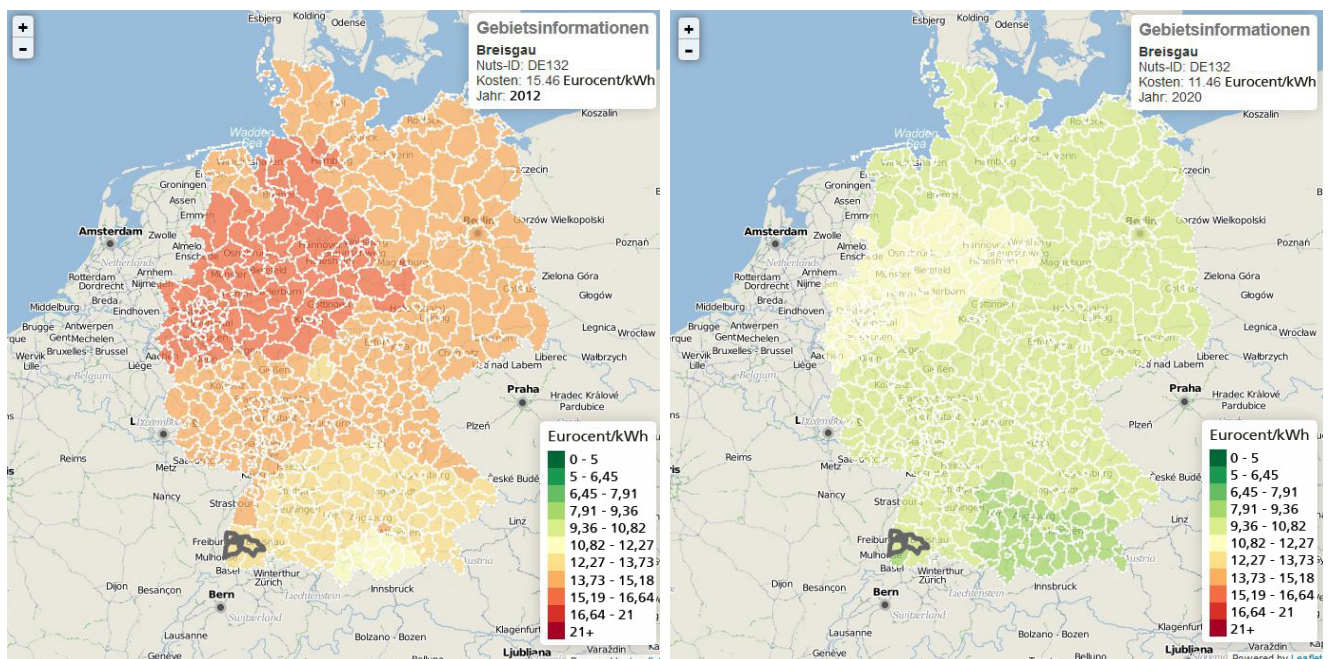


Abbildung 32: Das Modell E2S am Fraunhofer ISE stellt die Entwicklung der regional hoch aufgelösten Stromgestehungskosten in Verbindung mit ebenfalls regional aufgelöstem Investorenverhalten für einzelne Technologietypen dar. Die Abbildung zeigt exemplarisch die Stromgestehungskosten von dachinstallierten PV-Anlagen für Privatinvestoren in 2012 (links) und 2020 (rechts).

Die Analysen der Stromgestehungskosten helfen, innerhalb des Investitionsentscheidungsmodells abzubilden, wann an welchen Standorten in welche Technologie investiert wird. Daraus ergibt sich ein möglicher Entwicklungspfad für das Energiesystem, der unter gegebenen Rahmenbedingungen explorativ die Entwicklung aufzeigt. Unter Hinzunahme weiterer Komponenten in die Analyse lässt sich ableiten, wie sich die Gesamtstruktur kostengünstig entwickeln kann. Zusätzlich kann bestimmt werden, ob die Rahmenbedingungen so gestaltet sind, dass ein Weg zu einem volkswirtschaftlich günstigen Umbau des Energiesystems eingeschlagen wurde oder ob und inwiefern weitere Anpassungen und Marktmechanismen (neue Geschäftsmodelle, Regelungen zum Eigenverbrauch, Netzausbau, Speicherausbau) notwendig sind, um das Zielsystem zu erreichen.

# 7. ANHANG

## Berechnung der Stromgestehungskosten

Die Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) ermöglicht es, Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungs- und Kostenstruktur miteinander zu vergleichen. Der Grundgedanke ist, aus allen anfallenden Kosten für Errichtung und Betrieb der Anlage eine Annuität (jährliche Durchschnittskosten) zu bilden und diese der durchschnittlichen jährlichen Erzeugung gegenüberzustellen. Daraus ergeben sich dann die sogenannten Stromgestehungskosten in Cent pro kWh. Es ist wichtig zu betonen, dass diese Methode eine Abstraktion von der Realität darstellt, mit dem Ziel, verschiedene Erzeugungsanlagen vergleichbar zu machen. Die Methode ist nicht geeignet, um die Wirtschaftlichkeit einer konkreten Anlage zu bestimmen. Dafür muss eine Finanzierungsrechnung unter Berücksichtigung aller Einnahmen und Ausgaben auf Basis eines Cashflow-Modells durchgeführt werden.

Die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode, bei der die Aufwendung für Investition und die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet werden. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt. Eine Diskontierung der Stromerzeugung erscheint aus physikalischer Sicht zunächst unverständlich, ist jedoch eine Folge finanzmathematischer Umformungen. Dahinter steht der Gedanke, dass die erzeugte Energie implizit den Einnahmen aus dem Verkauf dieser Energie entspricht. Je weiter diese Einnahme in der Zukunft liegt, desto geringer also der zugehörige Barwert. Die jährlichen Gesamtausgaben über die komplette Betriebslaufzeit setzen sich aus den Investitionsausgaben und den über die Laufzeit anfallenden Betriebskosten zusammen. Für die Berechnung von Stromgestehungskosten (LCOE) für Neuanlagen gilt (Konstantin 2009):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE	Stromgestehungskosten in Euro/kWh
$I_0$	Investitionsausgaben in Euro
$A_t$	Jährliche Gesamtkosten in Euro im Jahr t
$M_{t,el}$	Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh
$i$	realer kalkulatorischer Zinssatz in %
$n$	wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren
$t$	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n)

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus fixen und variablen Kosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen. Der Anteil von Fremd- und Eigenkapital kann explizit durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted average cost of capital - WACC) über den Diskontierungsfaktor (kalkulatorischer Zinssatz) in die Analyse einfließen. Er ist abhängig von der Höhe des Eigenkapitals, der Eigenkapitalrendite über die Nutzungsdauer, den Fremdkapitalkosten und dem Anteil des eingebrachten Fremdkapitals.

Für die Formel der jährlichen Gesamtkosten in der Berechnung der Stromgestehungskosten gilt außerdem:

$$\begin{aligned} \text{Jährliche Gesamtkosten } A_t = & \\ & \text{Fixe Betriebskosten} \\ & + \text{Variable Betriebskosten} \\ & (+ \text{Restwert/Entsorgung der Anlage}) \end{aligned}$$

Durch die Diskontierung aller Ausgaben und der erzeugten Strommenge über die Nutzungsdauer auf den gleichen Bezugszeitpunkt wird die Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten gewährleistet.

Die Stromgestehungskosten stellen eine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis und nicht eine Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen dar. Diese können nur unter Hinzunahme von weiteren Einflussparametern berechnet werden. Eigenverbrauchsregelungen, Steuergesetzgebung und realisierte Einnahmen der Betreiber erschweren die Berechnung eines Einspeisetarifs aus den Ergebnissen für die Stromgestehungskosten. Zusätzlich muss eingeschränkt werden, dass eine Berechnung von Stromgestehungskosten die Wertigkeit des produzierten Stroms innerhalb eines Energiesystems in einer jeweiligen Stunde des Jahres nicht berücksichtigt.

In einer Sensitivitätsanalyse können die Parameter spezifische Investition, Betriebsdauer, gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC), Volllaststunden und Betriebskosten hinsichtlich ihres Einflusses auf die Stromgestehungskosten untersucht werden (siehe Kapitel 4).

## Lernkurvenmodelle

Aufbauend auf den Ergebnissen der Stromgestehungskosten für 2013 können, mit Hilfe der Marktprojektionen bis 2020 und 2030, Lernkurvenmodelle erstellt werden, die Aussagen über eine zukünftige Entwicklung der Anlagenpreise und damit auch der Stromgestehungskosten ermöglichen. Das Lernkurvenkonzept stellt eine Beziehung zwischen der kumuliert produzierten Menge (Marktgröße) und den sinkenden Stückkosten (Produktionskosten) eines Gutes dar. Verdoppeln sich Stückzahlen und sinken die Kosten um 20%, so spricht man von einer Lernrate von 20% (Progress Ratio PR = 1 - Lernrate). Die Beziehung zwischen der zum Zeitpunkt t produzierten Menge  $x_t$ , den Kosten  $C(x_t)$  im Vergleich zur Ausbringungsmenge im Bezugspunkt  $x_0$  und den entsprechenden Kosten  $C(x_0)$  und dem Lernparameter b stellt sich folgendermaßen dar:

Für die Lernrate gilt:

$$C(x_t) = C(x_0) \left(\frac{x_t}{x_0}\right)^{-b}$$

$$LR = 1 - 2^{-b}$$

vergleiche Ferielli (2009), Wright (1936).

Durch die Prognose der Anlagenpreise  $C(x_t)$  für den Betrachtungszeitraum mittels der Lernkurvenmodelle (unter Annahme von Literaturwerten für die Lernrate bzw. PR) können somit die Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2030 berechnet werden. In Verbindung mit Marktszenarien für die kommenden 20 Jahre können den kumulierten Marktgrößen jeweils Jahreszahlen zugeordnet werden, so dass die Entwicklung der Stromgestehungskosten zeitlich abhängig prognostiziert werden. Änderungen in den Finanzierungsbedingungen, aufgrund veränderter volkswirtschaftlicher Rahmenbedingungen, sind schwer zu prognostizieren und werden in dieser Studie daher nicht betrachtet. Dies würde die Prognose der Entwicklung der Stromgestehungskosten mit einer zusätzlichen, nicht-technologie-spezifischen Unsicherheit behaften.

## Datenanhang

Technologie	PR	Marktszenario	Variation der PR	Variation der Szenarien
PV-Aufdach klein	85%	Mittelwert-Szenario	80%, 90%	IEA Roadmap, EPIA Policy Driven
PV-Aufdach groß	85%	Mittelwert-Szenario	80%, 90%	IEA Roadmap, EPIA Policy Driven
PV-Kraftwerke	85%	Mittelwert-Szenario	80%, 90%	IEA Roadmap, EPIA Policy Driven
Wind Onshore	97%	Onshore Wind moderat	95%	Onshore Wind fortschrittlich
Wind Offshore	95%	Offshore Wind	-	-
CSP	90%	Greenpeace 2009	92-96%	Sarasin 2010, Trieb 2009
Biogas-Anlagen	-	-	-	-
CPV	85% auf Modul, BOS wie PV	Konservatives Szenario	-	Optimistisches Szenario
Braunkohle	-	-	-	-
Steinkohle	-	-	-	-
GuD-Kraftwerke	-	-	-	-

Tabelle 8: Übersicht der Progress Ratio und Marktszenarien für PV, CPV, CSP und WEA.

Technologie	Szenarienbezeichnung	Quelle	2020 [GW]	2030 [GW]	in Prognose verwendet
Wind offshore	Offshore Wind	ISE, EWEA	54	219	X
Wind onshore	Onshore Wind moderat	GWEC 2013, mod.	759	1617	X
Wind onshore	Onshore Wind fortschrittlich	GWEC 2013, adv.	1150	2541	
PV	IEA Roadmap Vision	IEA, 2010	390	872	
PV	Mittelwert-Szenario	ISE	581	2016	X
PV	EPIA Policy Driven	EPIA, 2013	759	2695	
PV	EPIA Business as Usual	EPIA, 2013	464	1591	
PV	Sarasin extrapoliert	Sarasin 2011	710	1853	
CPV	ISE	ISE	3	10	X
CPV	ISE	ISE	5	50	
CSP	Sarasin 2010	Sarasin 2010	32	91	
CSP	Trieb 2009	Trieb 2009	15	150	X
CSP	Greenpeace 2009	Greenpeace 2009	68	231	

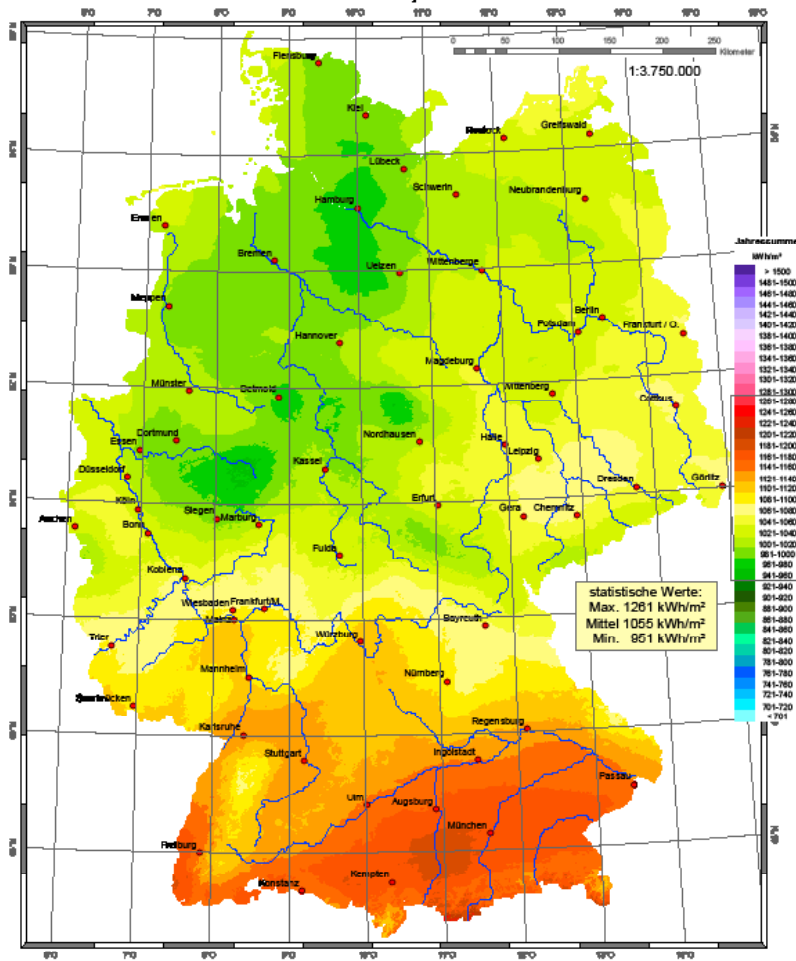
Biogas, Braunkohle, Steinkohle und GuD: Keine Marktszenarien notwendig.  
Die Prognose der Brennstoffkosten, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise und Volllaststunden sind aus externen Quellen recherchiert.

Tabelle 9: Übersicht der Szenarien und Ausbauziele für PV, CPV, CSP und WEA.



# Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland

## Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 - 2010



Wissenschaftliche Bearbeitung:  
DWD, Abt. Klima- und Umweltberatung, PF 30 11 50, 20304 Hamburg  
Tel.: 040 / 66 00-19 22; eMail: klima.hamburg@dwd.de

**Deutscher Wetterdienst**  
Wetter und Klima aus einer Hand

05.09.2012 / DM  
Abbildung 33: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland  
(Mittlere Jahressummen, DWD 2013).

## 8. REFERENZEN

Albrecht, J. (2007), The future role of photovoltaics: A learning curve versus portfolio perspective, *Energy Policy* 35 (2007) 2296–2304.

ASUE (2011), Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (2011): BHKW-Kenndaten 2011.

Bhandari, R. and Stadler, I. (2009), Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves, *Solar Energy* 83 (2009) 1634–1644.

Biogas (2013), Fachverband Biogas e.V., Branchenzahlen 2012 und Prognose der Branchenentwicklung 2013 – Entwicklung des jährlichen Zubaus von neuen Biogasanlagen in Deutschland, Stand 05/2013.

Bloomberg (2013), Bloomberg New Energy Finance, "Solar To Add More Megawatts Than Wind In 2013, For First Time", <http://about.bnef.com/press-releases/solar-to-add-more-megawatts-than-wind-in-2013-for-first-time/>, Letzter Zugriff: 07.11.2013.

BMELV (2012), Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – Daten und Fakten zur Biomasse – Die Novelle 2012, Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), Juni 2012.

BMU (2011), Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, Verfasser: D. Böhme, W. Dürrschmidt, M. van Mark, [http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare\\_energien/datenservice/ee\\_in\\_zahlen/doc/2720.php](http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/datenservice/ee_in_zahlen/doc/2720.php), Letzter Zugriff: 07.11.2013.

BMU (2012), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studien im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Bearbeiter: J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus (alle DLR), N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwinn, C. Pape, H. Hahn, M. Wickert (alle IWES), B. Wenzel (IFNE), 29. März 2012.

BMU (2013), Erneuerbare Energien 2012, Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Bearbeiter: P. Bickel, M. Memmler, S. Rother, S. Schneider, K. Merkel, [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Bilder\\_Startseite/Bilder\\_Datenservice/PDFs\\_\\_XLS/hintergrundpapier\\_ee\\_2012.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs__XLS/hintergrundpapier_ee_2012.pdf), Letzter Zugriff: 07.11.2013

BMWi (2013), Zahlen und Fakten: Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Aktualisierung vom 15.07.2013: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten.html>, Letzter Zugriff: 07.11.2013.

BNA. (2013), Bundesnetzagentur, Kraftwersliste der Bundesnetzagentur, abzurufen unter [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html), Letzter Zugriff: 07.11.2013.

CSP Today (2011), CSP World plant locations, Datenbank zu CSP-Projekten, <http://www.trec-uk.org.uk/images/CSPTodayWorldMap2011.pdf>, Letzter Zugriff: 04.10.13.

DBFZ (2010), Thrän, D., Bunzel, K., Viehmann, C., Büchner, D., Fischer, E., Fischer, E., Gröngröft, A., Hennig, C., Müller-Langer, F., Oehmichen, K., Rönsch, S., Scholwin, F., Bioenergie heute und morgen – 11 Bereitstellungskonzepte, Sonderheft zum DBFZ Report, Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Dezember 2010.

DBFZ (2012), Witt, J., Thrän, D., Rensberg, N., Hennig, C., Naumann, K., Billig, E., Sauter, P., Daniel-Gromke, J., Krautz, A., Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse; Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011, Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ) und Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), März 2012.

DWD (2013), Strahlungskarte des Deutschen Wetterdienst: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 – 2010, DWD, Abt. Klima- und Umweltberatung, Pf 30 11 90, 20304 Hamburg.

EPIA (2012), Market Report 2011, Januar 2012 update, Online-Publikation auf EPIA Webseite:  
<http://www.epia.org/publications/epiapublications.html>, Letzter Zugriff: 04.10.13.

EPIA (2011), Global market outlook for photovoltaics until 2015, Mai 2011 update, Online-Publikation auf EPIA Webseite:  
<http://www.epia.org/publications/epiapublications/global-market-outlook-for-photovoltaics-until-2015.html>, Letzter Zugriff: 04.10.13.

EPIA (2013), Global market outlook for photovoltaics 2013-2017, <http://www.epia.org/news/publications/>, Letzter Zugriff: 29.07.2013

EREC (2009), Renewable Energy Scenario to 2040, Half of the Global Energy Supply from Renewables in 2040, Studie des European Renewable Energy Council (EREC), <http://www.censolar.es/erec2040.pdf>, Letzter Zugriff: 04.10.13.

EU PV Technology Platform (2011), A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology, Edition 2.

EWEA (2012), Wind in power, 2011 European statistics, Studie der European Wind Energy Association, Verf.: J. Wilkes, J. Moccia, M. Dragan, 2012.

Fraunhofer and Ernst&Young (2011), MENA Assessment: Local Manufacturing of CSP projects in MENA region, report for the World Bank, 2011.

Feriel, F. (2009), Use and limitations of learning curves for energy technology policy: A component-learning hypothesis, Energy Policy, Volume 37, Issue 7, July 2009, 2525-2535.

FNR (2010), Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL), Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI); Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen, 5., vollständig überarbeitete Auflage, Gülzow, 2010.

Gerdes, G. and Tiedemann, A. (2006), Case Study: European Offshore Wind Farms - A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms (Final Report).

Greenpeace (2009), Concentrating Solar Power Global Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot, Publikation:  
<http://www.solarpaces.org/Library/docs/concentrating-solar-power-2009.pdf>, Letzter Zugriff: 04.10.13.

GTM Research (2013), in Vortrag: Frisopi, F., The CPV Market: An Industry Perspective, Intersolar München, 20.06.2013.

GWEC (2013a), Global Wind Energy Outlook 2012, Studie des Global Wind Energy Council, Verfasser: L. Fried, S. Shukla, S. Sawyer, S. Teske, S. Bryce.

GWEC (2013), Global Wind Statistics 2012, Statistik des Global Wind Energy Council, Verfasser: L. Fried.

Hegge-Goldschmidt, E., Hörchens, U. (2013), Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, Erstentwurf der Übertragungsnetzbetreiber, März 2013, [http://www.netzentwicklungsplan.de/ONEP\\_2013\\_Teil\\_I.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2013_Teil_I.pdf), Letzter Zugriff: 04.10.13.

Henning, H.-M., A. Palzer (2013), A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part I: Methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, In Press, Corrected Proof, Available online 2 October 2013.

EIA (2011), *International Energy Outlook 2011 - World installed natural gas-fired generation capacity by region and country-Reference cases*, Washington, 2011.

IEA (2012), *Technology Roadmap: High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation – Foldout*, Paris, International Energy Agency, 2012.

International Energy Agency IEA (2010), *Technology Roadmap - Solar photovoltaic energy*, [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf), Letzter Zugriff: 04.10.13.

IHS (2013), Japan Set to Become World's Largest Solar Revenue Market in 2013 as Installations Boom in Q1, <http://www.isuppli.com/Photovoltaics/News/Pages/Japan-Set-to-Become-World%E2%80%99s-Largest-Solar-Revenue-Market-in-2013-as-Installations-Boom-in-Q1.aspx>, Letzter Zugriff: 29.07.2013.

IMS Research (2011), PV Manufacturing Equipment Revenues to More Than Halve in 2012 According to IMS Research, Online Press Release 10. November 2011, [http://imsresearch.com/news-events/press-template.php?pr\\_id=2398](http://imsresearch.com/news-events/press-template.php?pr_id=2398), Letzter Zugriff: 04.10.13.

ISE (2013), Burger, B., "Stromerzeugung durch Solar- und Windenergie im Jahr 2012", <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2012.pdf>, Letzter Zugriff: 11.11.2013

ISET (2009), *Windenergie Report Deutschland 2008*, erstellt im Rahmen des Forschungsvorhabens „Deutscher Windmonitor“, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

ISI (2010), *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkt für Forschung und Entwicklung*, Fraunhofer ISI, Verfasser: Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P.; Möst, D.; Scheufen, M., Karlsruhe, 2010.

IWES (2009), *Windenergie Report, Deutschland 2009 – Offshore*, Studie erstellt im Rahmen des Forschungsvorhabens »Monitoring der Offshore-Windenergienutzung – Offshore WMWP«.

IWR (2013), Photovoltaik: Warum China jetzt den Binnenmarkt entdeckt, <http://www.iwr.de/news.php?id=24180>, Letzter Zugriff: 29.07.2013

KfW (2013), *Konditionenübersicht für Endkreditnehmer*, <http://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270%20274>, Letzter Zugriff: 29.07.2013

Konstantin, P. (2009), *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*, Springer, Berlin.

Kost, C., Schlegl, T., Thomsen, J., Nold, S., Mayer, J., (2012), *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, Fraunhofer ISE, Mai 2012, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>, Letzter Zugriff: 04.10.2013.

Kost, C. und Schlegl, T. (2010), *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, Fraunhofer ISE, Dezember 2010, <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1955270.pdf>, Letzter Zugriff am 04.10.2013.

Krohn, S. (2009), *The Economics of Wind Energy*, A report by the European Wind Energy Association (EWEA).

Neij, L. (2008), *Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments*, *Energy Policy* 36 (2008) 2200– 2211.

NEP (2013), Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>, Letzter Zugriff: 07.11.2013.

NREL (2013) Concentrating Solar Power Projects, [http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project\\_detail.cfm/projectID=60](http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=60), Letzter Zugriff am 04.10.2013.

Pérez-Higueras, P., Muñoz, E., Almonacid, G., Vidal, P.G. (2011), High Concentrator PhotoVoltaics efficiencies: Present status and forecast, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 1810–1815.

Prässler, T., Schaechtele, J. (2012), Comparison of the financial attractiveness among prospective offshore wind parks in selected European countries, *Energy Policy* 45 (2012) 86–101.

Prognos (2013), Entwicklung von Stromproduktionskosten - Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende, Studie im Auftrag der BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH, Berlin, 10. Oktober 2013.

pvXchange (2012), Großhandelsplattform Photovoltaik, Datenbank, <http://www.pvxchange.com/de/index.php/index.html>, Letzter Zugriff: 07.11.2013.

Reich 2012: Reich, N.H., Mueller, B., Armbruster, A., van Sark, W., Kiefer, K., Reise, C., Performance ratio revisited: is PR>90% realistic?, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2012; 20:717–726, DOI: 10.1002/pip.1219.

REN21 (2012), Renewable Global Status Report 2012, [http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21\\_GSR2012.pdf](http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR2012.pdf). Letzter Zugriff am 04.10.13.

Sarasin (2011), Solarwirtschaft: Hartes Marktumfeld – Kampf um die Spitzenplätze, Studie der Sarasin Bank.

Scholwin et al. (2011): Scholwin, F., Trommler, M., Rensberg, N., Krautz, A., Henning, C., Zimmer, Y., Gömann, H., Kreins, P., De Witte, T., Ellsiepen, S., Röder, N., Osterburg, B., Reinhold, Y., Vet-ter, A., Hilse, A., Döhler, H., Roth, U. & Hartmann, S.: Nachhaltige Biogaserzeugung in Deutschland – Bewertung der Wirkungen des EEG – Endbericht, im Auftrag des BMELV (Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz), erstellt von Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Leipzig, Johann Heinrich von Thünen Institut (vTI), Braunschweig, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), Jena, Kuratorium für Technik, Bauwesen und Landwirtschaft (KTBL), Darmstadt, Juni 2011.

Stenull, M., Härdtlein, M., Eltrop, L., Dederer, M., Messner, J. (2011), Mobilisierung von Effizienzreserven aus Biogasanlagen in Baden-Württemberg - Ergebnisse aus einer Umfrage für das Betriebsjahr 2009, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Staatliche Biogasberatung Baden-Württemberg, 2011.

Taumann, M. (2012), Modellierung des Zubaus erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien in Deutschland; Masterthesis, angefertigt am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; Dezember 2012

Transpower (2009), Stand der Netzanbindung der Offshore- Windparks in der deutschen Nordsee, »offshore talks by windcomm«, Büsum, 11. August 2009, [http://www.windcomm.de/Downloads/offshore\\_talks\\_by\\_windcomm/Meyerjuergens\\_offshore\\_talks.pdf](http://www.windcomm.de/Downloads/offshore_talks_by_windcomm/Meyerjuergens_offshore_talks.pdf). Letzter Zugriff: 04.10.2013.

Trieb (2009), Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe Potential, Infrastructure and Cost 2009, Report prepared in the frame of the EU project »Risk of Energy Availability: Common Corridors for Europe Supply Security (REACCESS)« carried out under the 7th Framework Programme (FP7) of the European Commission .

ÜNB. (2013), Netzentwicklungsplan Strom 2013 - zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Verfasser: 50Herz Transmission GmbH, Ampion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.

VDE (2012), Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020, Verfasser: Brauer, G., Glaunsinger, W., Bofinger, S., John, M., Magin, W., Pyc, I., Schüler, S., Schwing, U., Seydel, P., Steinke, F., VDE-Studie, April 2012.

VDMA (2012), Umsatzerwartung für 2011 trotz Rückgang der Auftragseingänge bestätigt, Pressemeldung VDMA Branche Photovoltaik-Produktionsmittel, 13. Januar 2012, [http://www.vdma.org/wps/portal/Home/de/Branchen/P/Photovoltaik/Presse/PV\\_20120112\\_Eg\\_Art\\_PI\\_QuartalsstatistikQ32011\\_de?WCM\\_GLOBAL\\_CONTEXT=/wps/wcm/connect/vdma/Home/de/Branchen/P/Photovoltaik/Presse/PV\\_20120112\\_Eg\\_Art\\_PI\\_QuartalsstatistikQ32011\\_de](http://www.vdma.org/wps/portal/Home/de/Branchen/P/Photovoltaik/Presse/PV_20120112_Eg_Art_PI_QuartalsstatistikQ32011_de?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/wps/wcm/connect/vdma/Home/de/Branchen/P/Photovoltaik/Presse/PV_20120112_Eg_Art_PI_QuartalsstatistikQ32011_de). Letzter Zugriff: 04.10.2013.

Viebahn, P., Krohshage, S., Trieb, F. (2008), Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants, Deliverable n° 12.2 – RS Ia, NEEDS New Energy Externalities Developments for Sustainability.

Wiesenfarth, M., Helmers, H., Philipps, S.P., Steiner, M., Bett, A.W. (2012), Advanced concepts in concentrating photovoltaics (CPV), Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, Germany, pp. 11-15.

WNISR (2013), Schneider, M., Froggatt, A., World Nuclear Industry Status Report 2013, <http://www.worldnuclearreport.org/>, Letzter Zugriff: 07.11.2013.

Wright, T. P., (1936), Factors Affecting the Cost of Airplanes. *Journal of Aeronautical Sciences*, Vol. 3 (1936), pp. 122-128.

Zervos, A. and Kjaer, C. (2009), Pure Power – Wind energy targets for 2020 and 2030, A report by the European Wind Energy Association – 2009 update.

# GESCHÄFTSFELD ENERGIESYSTEMANALYSE AM FRAUNHOFER ISE

Die erneuerbaren Energietechnologien haben sich in den vergangenen Jahren rasant entwickelt: Die Preise sind stark gefallen, gleichzeitig ist die installierte Leistung von erneuerbaren Energietechnologien stark gestiegen. Weltweit haben sich die erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik und Windenergie, nicht nur zu einer wichtigen Industriesparte entwickelt, sondern tragen mit ihrem Wachstum auch zu starken Veränderungen im Energiesystem bei.

Aus dieser Veränderung ergeben sich neue, interessante Forschungsfragen, die hauptsächlich auf die Integration und das Zusammenspiel der erneuerbaren Energien im System abzielen: Wie ist eine kosteneffiziente Nutzung erneuerbarer Energieresourcen in verschiedenen Regionen zu erreichen? Wie können verschiedene Technologien miteinander kombiniert werden, um den Energiebedarf optimal zu decken? Wie wird sich das Energiesystem insgesamt entwickeln? An welchen Stellen muss diese Entwicklung durch den Staat unterstützt werden?

Das Fraunhofer ISE bietet für diese Fragestellungen eine Reihe von Lösungen an, die in den folgenden Geschäftsfeldthemen abgedeckt werden:

- Techno-ökonomische Bewertung von Energietechnologien
- Marktanalysen und Geschäftsmodelle
- Kraftwerkseinsatzplanung und Betriebsstrategien
- Modellierung von Energieversorgungsszenarien
- Nationale und regionale Energieversorgungskonzepte

Am Fraunhofer ISE werden verschiedene Energietechnologien unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten analysiert, wie beispielsweise anhand von Stromgestehungskosten. Weiterhin kann der Einsatz erneuerbarer Technologien für einen Kraftwerkspark oder ein Land durch eine Betrachtung des Zusammenspiels der Komponenten hinsichtlich bestimmter Zielkriterien optimal ausgelegt werden.

Das Geschäftsfeld Energiesystemanalyse untersucht die Transformation des Energiesystems mit Hilfe von sehr unterschiedlichen methodischen Ansätze: Zum einen kann für ein bestimmtes CO<sub>2</sub>-Minderungsziel ein sektorübergreifendes Zielsystem nach minimalen volkswirtschaftlichen Kosten ermittelt werden. Zum anderen kann durch Investitionsentscheidungsmodelle aufgezeigt werden, wie sich das Energiesystem unter bestimmten Rahmenbedingungen entwickelt und wie das Zusammenspiel der Komponenten im Energiesystem funktioniert. Somit können unsere Modelle eine fundierte Grundlage für die Entscheidung über die Rahmenbedingungen einer zukünftigen Energieversorgung bieten.

Ein weiterer Baustein des Geschäftsfeldes Energiesystemanalyse ist die Entwicklung von Geschäftsmodellen, die wir unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen in verschiedenen Märkten anbieten. Wir entwickeln Möglichkeiten, wie erneuerbare Energietechnologien in Zukunft verstärkt zur Anwendung kommen können, auch in Ländern, in denen sie bisher noch nicht stark verbreitet sind. Auf diese Weise bietet das Fraunhofer ISE umfassende Analysemethoden sowie Forschung und Studien zu technologischen und ökonomischen Fragestellungen an, um die Herausforderungen eines sich ändernden Energiesystems zu bewältigen.

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

**Ansprechpartner:**

*Dipl. Wi.-Ing. Christoph Kost*

*christoph.kost@ise.fraunhofer.de*

*Dipl. Phys. oec. Johannes N. Mayer*

*johannes.nikolaus.mayer@ise.fraunhofer.de*

**Leiter Geschäftsfeld Energiesystemanalyse:**

*Dr. Thomas Schlegl*

**Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE**

*Heidenhofstraße 2*

*79110 Freiburg*

*www.ise.fraunhofer.de*

**Institutsleiter:**

*Prof. Dr. Eicke R. Weber*