

STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN

JUNI 2021



Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien

Juni 2021

CHRISTOPH KOST

SHIVENES SHAMMUGAM

VERENA FLURI

DOMINIK PEPER

ASCHKAN DAVOODI MEMAR

THOMAS SCHLEGL

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	2
1. Ziel dieser Untersuchung	6
2. Historische Entwicklung von erneuerbaren Energien	9
3. Berechnung von Stromgestehungskosten	11
4. Stromgestehungskosten von Energietechnologien in 2021	17
5. Prognose der Stromgestehungskosten bis 2040 in Deutschland	28
6. Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien in Regionen mit hoher Einstrahlung und guten Windgeschwindigkeiten	32
7. Exkurs: Strukturauswertung von zugebauten PV-Anlagen	35
8. Anhang	37
9. Referenzen	42

Ansprechpartner:

Dr. Christoph Kost

christoph.kost@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. Hans-Martin Henning

Prof. Dr. Andreas Bett

Danksagung

Für wertvolle Beiträge und hilfreiche Diskussionen sowie für die große Unterstützung bei der Erstellung der Studie bedanken wir uns bei Patrick Jürgens, Andreas Bett, Peter Nitz, Matthias Vetter, Johannes Wüllner, Stephan Lux und Anne Joost.

ZUSAMMENFASSUNG

In der vorliegenden Studie (2021) werden die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken verglichen. Auch für die Jahre 2030 und 2040 werden die zukünftigen Kosten zwischen den verschiedenen Stromerzeugungstechnologien gegenüber gestellt. Für die Kostenentwicklung von erneuerbaren Energien werden Kostenentwicklungen auf Basis von technologiespezifischen Lernraten (LR) und Marktszenarien verwendet.

Der Fokus liegt auf den Stromgestehungskosten von Photovoltaik (PV), Windenergie- (WEA) und Bioenergieanlagen in Deutschland. Da PV-Batteriesysteme einen wachsenden Markt

im deutschen Stromsystem ausmachen, sind sie in dieser Studie zum ersten Mal im Vergleich aufgenommen. Als Referenz wird darüber hinaus auch die Entwicklung der Stromgestehungskosten für neu errichtete konventionelle Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD), Gasturbine) untersucht. Abbildung 1 zeigt die errechneten Stromgestehungskosten für erneuerbare und fossile Kraftwerke, die im Jahr 2021 potentiell errichtet werden.

PV-Anlagen erzielen je nach Anlagentyp und Einstrahlung Stromgestehungskosten zwischen 3,12 und 11,01 €Cent/kWh (ohne Berücksichtigung von Mehrwertsteuer). Die Studie un-

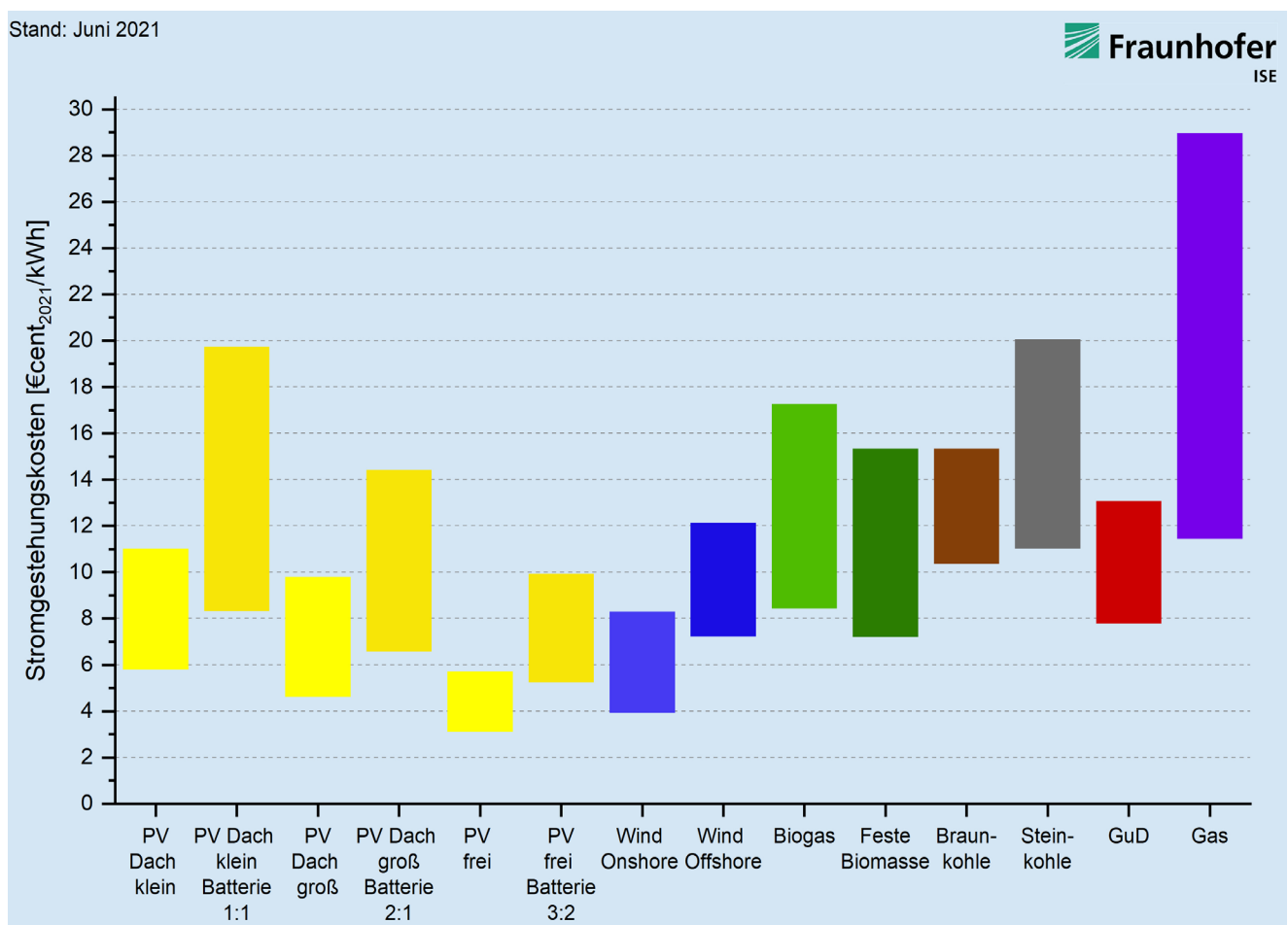


Abbildung 1: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2021. Spezifische Anlagenkosten sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt. Das Verhältnis bei PV-Batteriesystemen drückt PV-Leistung in kWp gegenüber Batterie-Nutzkapazität in kWh aus.

terscheidet zwischen kleineren PV-Dachanlagen (< 30 kWp), großen PV-Dachanlagen (> 30 kWp) und PV-Freiflächenanlagen (> 1 MWp). Die spezifischen Anlagenkosten liegen heute im Bereich von 530 bis 1600 EUR/kWp. Damit sind sie größtenteils weiter gefallen, insbesondere bei großen Anlagen. Bei kleineren Aufdachanlagen lässt sich allerdings auch ein Trend zu teilweise leicht teureren Anlagen entdecken. Die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme liegen heute zwischen 5,24 und 19,72 €Cent/kWh. Die große Bandbreite ergibt sich durch hohe Kostenunterschiede für Batteriesysteme (500 bis 1200 EUR/kWh) in Kombination mit Kostenunterschieden bei den PV-Anlagen und unterschiedlich hoher Einstrahlung. Durch den Einsatz von Batteriespeichern ergibt sich zusätzlich ein Mehrwert durch einen Beitrag zur Systemsicherheit im Stromsystem und Verstetigung der Einspeisekurven bzw. Batterieentladung in Stunden hoher Nachfrage.

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA (spezifische Anlagenkosten von 1400 bis 2000 EUR/kW) liegen im Jahr 2021 zwischen 3,94 und 8,29 €Cent/kWh. Damit sind PV-Anlagen und Onshore-WEA nicht nur unter den erneuerbaren Energien, sondern unter allen Kraftwerksarten im Mittel die Technologien mit den niedrigsten Stromgestehungskosten in Deutschland. Offshore-Windanlagen verzeichnen ebenfalls weiter fallenden Stromgestehungskosten. Mit bis zu 4500 Volllaststunden erreichen Offshore-Windanlagen Stromgestehungskosten zwischen 7,23 €Cent/kWh und 12,13 €Cent/kWh. Die spezifischen Anlagenkosten liegen bei 3000 bis 4000 EUR/kW, wobei allerdings die Anbindung ans Festland integriert ist.

Bei den Stromgestehungskosten von Bioenergie unterscheidet diese Studie zum ersten Mal zwischen Biogas und fester Biomasse. Außerdem wird auch eine Wärmenutzung unterstellt, was die Stromgestehungskosten senkt. Die Stromgestehungskosten von Biogas betragen bei Substratkosten von 3,84 €Cent/kWh_{th} zwischen 8,45 und 17,26 €Cent/kWh. Bei Anlagen mit fester Biomasse sind die Stromgestehungskosten zwischen 7,22 €Cent/kWh und 15,33 €Cent/kWh etwas geringer, was hauptsächlich auf die hier betrachteten niedrigeren Substratkosten zurückzuführen ist.

Die Stromgestehungskosten von potentiell neugebauten Kohlekraftwerken (Stein- und Braunkohle) sind gegenüber der letzten Studie (Kost et al. 2018) aufgrund gestiegener CO₂-Zertifikatspreise erheblich angestiegen, die Stromgestehungskosten liegen über 10 €Cent/kWh. Würde man heute ein Braunkohlekraftwerk errichten, wäre mit Stromgestehungskosten von 10,38 bis 15,34 €Cent/kWh zu rechnen. Noch etwas höher liegen die Stromgestehungskosten von großen Steinkohlekraftwerken mit Werten zwischen 11,03 und 20,04 €Cent/kWh. Etwas günstigere Stromgestehungskosten besitzen GuD-

Kraftwerke mit Werten zwischen 7,79 und 13,06 €Cent/kWh. Gasturbinenkraftwerke für den kurzfristigen flexiblen Einsatz landen bei 11,46 und 28,96 €Cent/kWh. Entscheidend ist wie oben beschrieben der CO₂-Preis, da die Energieträgerpreise aufgrund sinkender Nachfrage als konstant angenommen wurden.

Prognose der Stromgestehungskosten in Deutschland bis 2040

Abbildung 2 zeigt das Ergebnis der Berechnungen für die weitere Entwicklung der Stromgestehungskosten in Deutschland bis zum Jahr 2040. Die dargestellten Kostenbänder spiegeln dabei die bestehende Bandbreite der Berechnungsparameter wider (z.B. Anlagenpreise, Sonneneinstrahlung, Windangebot, Zahl der Volllaststunden, Kosten der CO₂-Emissionszertifikate etc.), die in den Tabellen 1 bis 6 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 (kleinere PV-Dachanlage) 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 entsprechenden Bezugsgrößen auch auf PV-Batterie-, Wind- und Bioenergieanlagen 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. In dieser Studie werden alle Kosten und Diskontierungssätze mit realen Werten (Bezugsjahr 2021) berechnet. Die spezifischen Investitionen in 2021 wurden durch Marktrecherchen und Kostenstudien ermittelt. Aufgrund der hohen Kosten von Kohlekraftwerken im Jahr 2021 werden die Stromgestehungskosten dieser Kraftwerkstypen für die Zukunft nicht fortgeschrieben, liegen aber mindestens auf den Werten von 2021, bei steigenden CO₂-Zertifikatspreisen deutlich darüber.

Für PV-Anlagen wird eine Lernrate von 15% angenommen. Im Jahr 2040 liegen die Stromgestehungskosten zwischen 3,58 und 6,77 €Cent/kWh bei kleinen PV-Dachanlagen und zwischen 1,92 und 3,51 €Cent/kWh bei Freiflächenanlagen. Ab dem Jahr 2024 liegen die Stromgestehungskosten aller PV-Anlagen ohne Batteriespeicher unter 10 €Cent/kWh. Die Anlagenpreise für PV sinken bis 2040 bei Freiflächenanlagen auf unter

350 EUR/kW und bei Kleinanlagen auf bis zu 615 bis 985 EUR/kW. Im Jahr 2030 wird die Stromerzeugung aus einem PV-Batteriesystem günstiger als aus einem GuD-Kraftwerk prognostiziert. Im Jahr 2040 können selbst kleine PV-Batteriesysteme Stromgestehungskosten zwischen 5 und 12 €Cent/kWh erreichen, vorausgesetzt die Preise für Batteriespeicher sinken auf die angenommenen 200 bis 720 EUR/kWh.

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA zählen mit den PV-Freiflächenanlagen zu den niedrigsten aller Technologien. Von derzeitigen Stromgestehungskosten zwischen 3,94 bis 8,29 €Cent/kWh sinken die Kosten langfristig auf 3,40 und 6,97 €Cent/kWh. Für den zukünftigen Trend wird mit einer Lernrate von 5% gerechnet. Verbesserungen werden hauptsächlich in einer höheren Volllaststundenzahl und der Erschließung von neuen Standorten mit speziellen Schwachwindturbinen erwartet. Offshore-WEA haben verglichen mit Onshore-WEA noch ein starkes Kostenreduktionspotenzial. Bis 2040 werden die Stromgestehungskosten je nach Standort und Windangebot auf Werte zwischen 5,87 und 9,66 €Cent/kWh absinken.

Da bei Biogasanlagen und Anlagen mit fester Biomasse mit geringen Kostensenkungen gerechnet wird, sind

für diese Technologien keine Lernraten hinterlegt. Dies führt zu konstanten Stromgestehungskosten bis 2040 von 8,45 bis 17,26 €Cent/kWh für Biogas und von 7,22 bis 15,33 €Cent/kWh für feste Biomasse jeweils unter Berücksichtigung der Erträge aus der Wärmeerzeugung. Bei Bioenergie sind insbesondere die Verfügbarkeit, die Wärmeauskopplung und die Brennstoffkosten des Substrats entscheidend für die zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten.

Die Stromgestehungskosten von GuD-Kraftwerken steigen aufgrund der CO₂-Preisentwicklung von derzeitigen Werten zwischen 7,79 und 13,05 €Cent/kWh auf Werte zwischen 9,19 und 25,05 €Cent/kWh im Jahr 2040. Gasturbinen erreichen im Jahr 2040 auch höhere Stromgestehungskosten von 15,29 bis 28,69 €Cent/kWh.

Abschließend wurde noch ein Vergleich von Stromgestehungskosten (also den Erzeugungskosten von Strom unter Berücksichtigung des Baues bzw. Kaufes der Anlage) von erneuerbaren Energien mit den Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken durchgeführt (siehe Abbildung 3). Hierzu wurden die Betriebskosten von bestehenden Braunkohlekraftwerken und GuD-Kraftwerken (mit und ohne Wärmeaus-

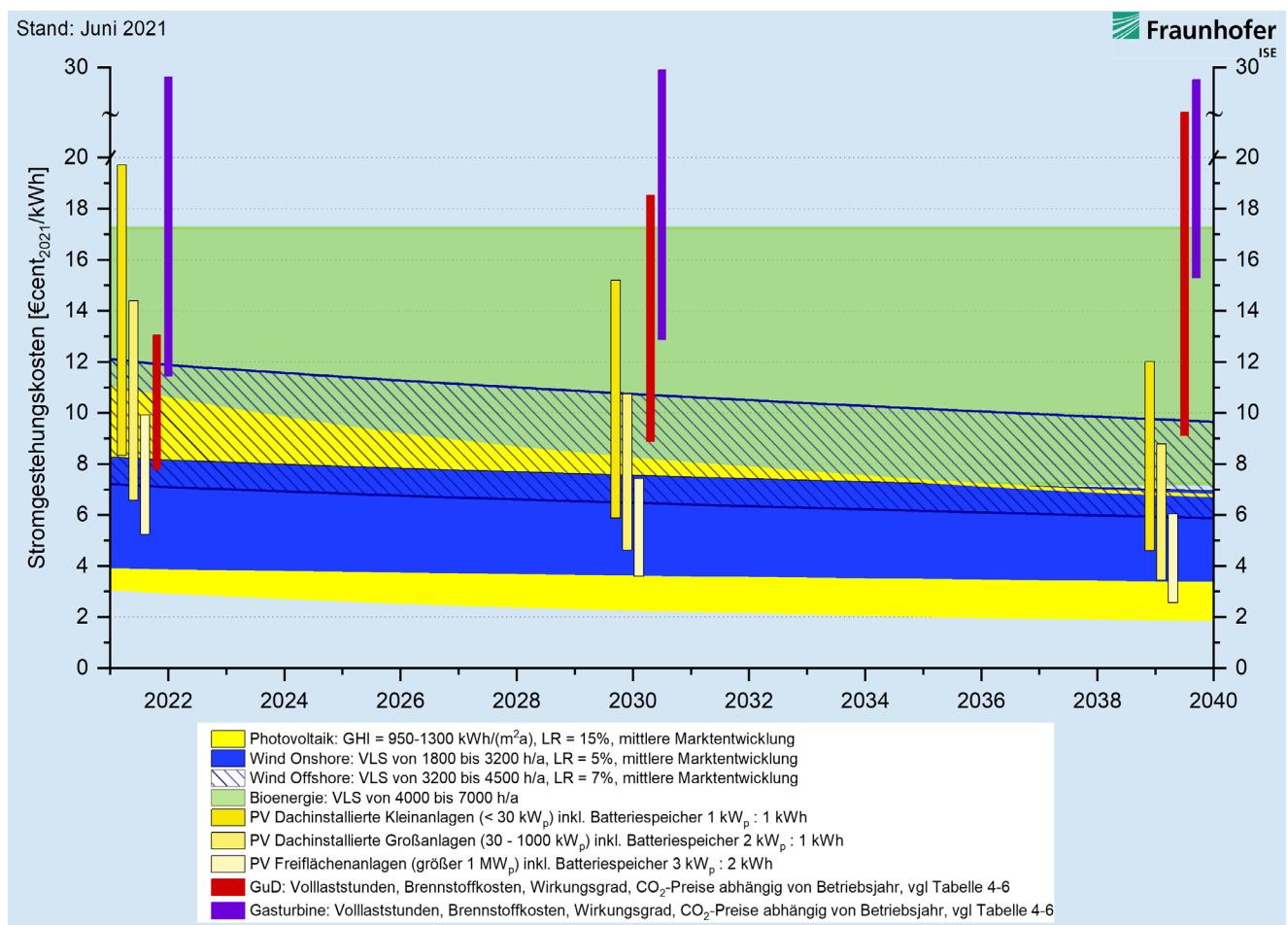


Abbildung 2: Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2040. Berechnungsparameter in Tabelle 1 bis 6. Der LCOE-Wert pro Bezugsjahr bezieht sich jeweils auf eine Neuanlage im Bezugsjahr.

kopplung) mit den Stromgestehungskosten von neuen Wind-Onshoreanlagen, kleinen PV-Aufdachanlagen und großen PV-Freiflächenanlagen verglichen. Es zeigt sich, dass im Jahr 2021 die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien mit Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken auf einer Höhe liegen, teilweise liegen Wind-Onshoreanlagen und PV-Freiflächenanlagen sogar schon unter den Betriebskosten konventioneller Kraftwerke, da diese teilweise nur noch vereinzelt Werte unter 4 €Cent/kWh erreichen können. Mit weiter fallenden Stromgestehungskosten für neue Anlagen erneuerbarer Energien und gleichzeitig der Erwartung, dass CO₂-Preise weiter steigen werden, um die Klimaziele zu erreichen, liegen die Betriebskosten von GuD-Kraftwerken im Jahr 2030 auf der Höhe von kleinen PV-Aufdachanlagen, im Falle von Braunkohle

sogar weit darüber. Nur wenn über eine Wärmeauskopplung die Nutzung von Wärme in Fernwärmenetzen möglich ist, dann können GuD-Kraftwerke noch Betriebskosten von 4 bis 5 €Cent/kWh erreichen. Im Jahr 2040 liegen selbst die Betriebskosten von GuD-Kraftwerken mit Wärmeauskopplung bei über 5 €Cent/kWh. Normale GuD-Kraftwerke haben Betriebskosten von über 9 €Cent/kWh, Braunkohlekraftwerke von über 13 €Cent/kWh.

Die Analyse zeigt, wie selbst bestehende, konventionelle fossile Kraftwerke spätestens im Jahr 2030 sehr hohe Betriebskosten erreichen werden und die Stromgestehungskosten von neuen erneuerbaren Energien-Anlagen deutlich darunter liegen.

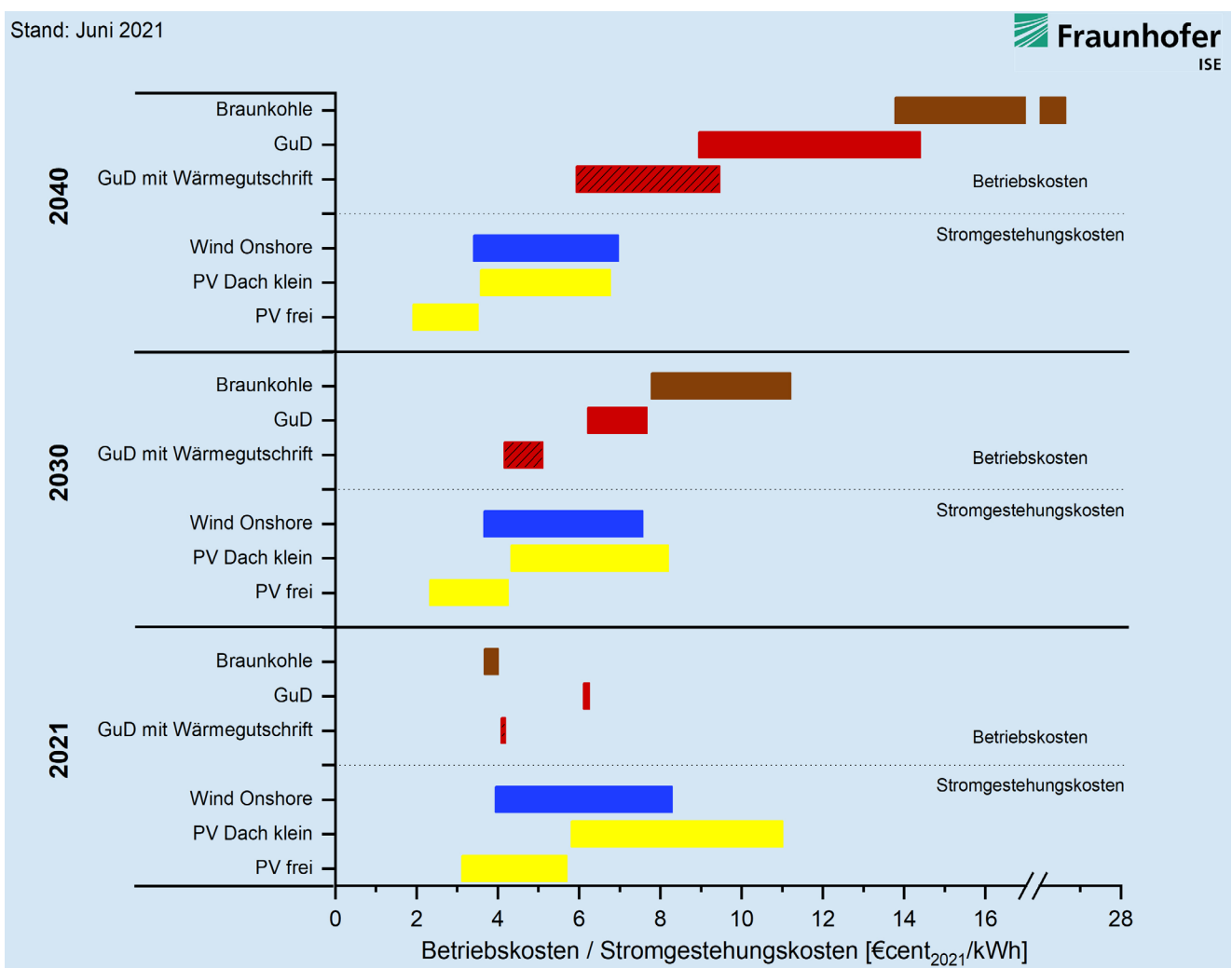


Abbildung 3: Vergleich von Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien mit Betriebskosten von bestehenden konventionellen, fossilen Kraftwerken im Jahr 2021, 2030 und 2040.

1. ZIEL DIESER UNTERSUCHUNG

Die Dekarbonisierung und der Umbau der Energieversorgung sind sowohl mit technischen als auch ökonomischen Anstrengungen verbunden. Die Kosten der Stromerzeugung sind stark abhängig von den Kosten für Bau und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen. Insbesondere die Kosten für erneuerbare Energietechnologien haben sich in den letzten Jahren stark verändert. 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 zukünftige Kostensituation möglichst transparent in Form der Stromgestehungskosten zu analysieren.

Zentrale Inhalte dieser Studie

- Analyse der aktuellen Situation und der zukünftigen Marktentwicklung von Photovoltaik (PV), Windenergieanlagen (WEA) und Bioenergieanlagen in Deutschland
- Ökonomische Modellierung der technologiespezifischen Stromgestehungskosten (Stand Juni 2021) für verschiedene Anlagentypen und Standortbedingungen auf Basis von marktüblichen Finanzierungskosten
- Ökonomische Analyse von Photovoltaikanlagen mit Batteriespeicher
- Bewertung der unterschiedlichen Technologie- und Finanzparameter anhand von Sensitivitätsanalysen für die einzelnen Technologien
- Prognose der zukünftigen Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien bis 2040 unter Verwendung von Lernkurvenmodellen und Marktentwicklungsszenarien
- Prognose der Stromgestehungskosten von bestehenden konventionellen Kraftwerken in 2021, 2030 und 2040 unter Abschätzung der zukünftigen Betriebskosten

- Analyse der aktuellen Situation und zukünftigen Marktentwicklung von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken (CSP) für sonnenreiche Standorte
- Einblicke in die statistische Auswertung der PV-Anlagen im Marktstammdatenregister (MaStR)

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. Diese Preisober- und Untergrenzen basieren auf einer Technologiekostenanalyse, die Kosten einzelner Komponenten, Markt- und Literaturrecherche sowie aktuelle Meldungen zu Kraftwerken berücksichtigt. Es ist zu beachten, dass sich Marktpreise häufig an geltenden Einspeisetarifen orientieren und sich damit nicht immer im freien Wettbewerb befinden. Nicht berücksichtigt sind 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 Technologien werden anhand marktüblicher Finanzierungskosten und historisch belegter Lernkurven bewertet und einander gegenübergestellt. Als Referenz werden die aktuellen und zukünftigen Stromgestehungskosten von potenziell neu gebauten konventionellen Kraftwerken (Braunkohle-, Steinkohle-, GuD- und Gaskraftwerke) berechnet. Außerdem werden die zukünftigen Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken mit den Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien verglichen.

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

Spezifische Anschaffungskosten

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 (≤ 30 kWp) – "PV Dach klein"
- Dachinstallierte Großanlagen (> 30 kWp) – "PV Dach groß"
- Freiflächenanlagen (> 1 MWp) – "PV frei"

Für die PV-Anlagen werden Standorte in Deutschland mit einer horizontalen Globalstrahlung von 950 bis 1300 kWh/(m²a) untersucht. Es werden nur Standardmodule mit monokristallinen Siliciumsolarzellen betrachtet.

Photovoltaikanlagen mit Batteriespeicher

- Dachinstallierte Kleinanlagen (≤ 30 kWp) und Batterie – Verhältnis der Leistung der PV-Anlage in kWp zur Nutzkapazität des Batteriespeichers in kWh 1:1 – "PV Dach klein inkl. Batterie 1:1"
- Dachinstallierte Großanlagen (> 30 kWp) und Batterie mit PV-Batterie-Verhältnis 2:1 – "PV Dach groß inkl. Batterie 2:1"
- Freiflächenanlagen (> 1 MWp) und Batterie mit PV-Batterie-Verhältnis 3:2 – "PV frei inkl. Batterie 3:2"

Die Kombination aus PV-Anlage und Batteriespeicher wurde mit markttypischen Größen (Auswertung Marktstammdatenregister und Ergebnisse der Innovationsausschreibungen) von Batteriekapazität zur PV-Leistung angesetzt.

Windenergieanlagen (WEA)

- Onshore (2 - 4 MW)
- Offshore (3 - 6 MW)

Betrachtet wird der Betrieb von Onshore-WEA in Deutschland bei 1800 bis 3200 Volllaststunden pro Jahr sowie von Offshore-WEA bei 3200 bis 4500 Volllaststunden pro Jahr. Darüber hinaus werden Standorte mit hoher Windgeschwindigkeit sowohl für Onshore- als auch für Offshore-WEA untersucht. Es werden Standorte mit Volllaststunden zwischen 3000 bis 4000 h für Onshore-WEA und 4000 bis 5000 h offshore ausgewählt, die den Bedingungen im Nordosten Großbritanniens entsprechen.

Biogasanlagen

- Biogasanlagen (≥ 500 kW) mit Substrat (nachwachsende Rohstoffe und Exkrememente)
- Anlagen mit Nutzung von fester Biomasse

Die Wärmeauskopplung ist mitspezifiziert. Sie senkt die Stromgestehungskosten, da ein Teil der Kosten auf die Wärmemenge umgelegt wird.

Konventionelle Kraftwerke

- Braunkohlekraftwerke (1000 MW)
- Steinkohlekraftwerke (800 MW)
- Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke, 500 MW)
- Gasturbinenkraftwerke (GT, 200 MW)

Zum Vergleich werden die Stromgestehungskosten von neuen konventionellen Kraftwerken mit verschiedenen Entwicklungspfaden für die Volllaststunden sowie für Preise von CO₂-Emissionszertifikaten und Brennstoffen (Braunkohle, Steinkohle oder Erdgas) analysiert. Die Wärmeauskopplung bei GuD-Kraftwerken ist in der Detailauswertung als Sonderfall mitspezifiziert. Sie senkt die Stromgestehungskosten, da ein Teil der Kosten auf die Wärmemenge umgelegt wird.

Solarthermische Großkraftwerke (CSP)

- Parabolrinnenkraftwerke (100 MW) mit Wärmespeicher – "CSP"

Für Standorte mit hoher Solarstrahlung werden neben der Photovoltaik-Technologie auch die solarthermischen Großkraftwerke (CSP) untersucht. Da CSP-Kraftwerke nur unter hoher Direktstrahlung zur Stromerzeugung genutzt werden können, konzentriert sich die Analyse auf Standorte mit einer Direktnormalstrahlung von 2000 kWh/(m²a) (beispielsweise in Spa-

nien) und Standorte mit 2500 kWh/(m²a) (beispielsweise in den MENA-Staaten).

Kernkraftwerke, (Klein)-Wasserkraftwerke und Kraftwerke mit Nutzung von Wärme aus Tiefengeothermie werden nicht betrachtet, da sie als Neubauten entweder keine Relevanz mehr im deutschen Stromsystem haben, relativ geringes technisches Potential aufweisen oder sehr standortspezifische Kostenparameter aufweisen, die eine hohe Komplexität bei der Kostenerfassung im Rahmen einer Stromgestehungskostenanalyse aufweisen.

Stromgestehungskosten erneuerbare Energien Studie, Version 2021 - Änderungen zu den vorherigen Studien

Die vorliegende Studie ist eine methodische und inhaltliche Aktualisierung der Versionen März 2018 (Kost et al. 2018), Dezember 2013 (Kost et al. 2013), 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. Zusätzlich zu vorangegangenen Änderungen, die weiter unten beschrieben werden, sind in der Version von 2021 folgende Änderungen durchgeführt worden.

In der Studie (Version 2021) werden die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen erweitert. Die Analyse umfasst nun auch das Konzept von PV-Speicheranlagen. Im Jahr 2020 wurden Heim Speicher mit einer Gesamtkapazität von 850 MWh installiert. In der Innovationsausschreibung im April 2021 waren alle 18 bezuschlagten Gebote PV-Batteriesysteme (258 MW PV-Leistung). In der zentralen Auswertung werden somit alle Größenklassen auch mit Batteriespeichern ausgegeben.

Die Größenklassen der PV-Anlagen werden auf die aktuelle Marktsituation in Deutschland angepasst (kleine PV-Aufdachanlagen bis 30 kW, größere Aufdachanlagen auf Betrieben oder Geschäftsgebäuden größer 30 kW und große Freiflächenanlagen größer 1 MW).

Neben Biogas-Anlagen werden auch Biomasseanlagen mit Verbrennung von fester Biomasse betrachtet.

Kraftwärmekopplung wird bei Bioenergieanlagen und GuD-Kraftwerken berücksichtigt.

Die Entwicklung der Brennstoffpreise, CO₂-Preise und Volllaststunden ist entsprechend den aktuellen Zielen für Deutschland hin zu einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2050 angepasst. Für die CO₂-Zertifikatspreise werden insbesondere höhere Bandbreiten und höhere Zielwerte im Jahr 2050 im Vergleich zur letzten Studie gewählt. Die Brennstoffpreise und Volllaststunden werden gesenkt, da weltweit von einem rückläufigen Verbrauch ausgegangen wird. Außerdem müssen die ausgestoßenen Emissionen und damit auch die Energiemengen auf einem Pfad in Richtung 2050 deutlich abgesenkt werden.

Aufgrund eines weiterhin sehr niedrigeren Zinsniveaus ergeben sich günstigere Finanzierungsbedingungen für Kraftwerke. Während der Zinssatz für 20-jährige Bundesanleihen im Jahr 2017 noch bei 1,07% lag, ist er insbesondere durch die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie auf durchschnittlich 0,25% im Jahr 2021 gesunken (Stand April 2021). In den zukünftigen Jahren wird jedoch eine Zinserhöhung erwartet. Daher wird mit einem durchschnittlich etwas höheren Zinsniveau als heute gerechnet.

Folgende in der Version von 2018 umgesetzte zentrale Änderungen wurden beibehalten:

Bei WEA erfolgt keine Unterteilung in Starkwind- und Schwachwindanlagen. Durch den Trend des steigenden Verhältnisses des Rotordurchmessers zur Generatorleistung sowie der steigenden Nabenhöhe von WEA werden sowohl für Onshore-WEA als auch Offshore-WEA jährlich steigende Volllaststunden unterstellt.

Für WEA werden neben den variablen Betriebskosten auch fixe Kosten berücksichtigt. Fixe Betriebskosten setzen sich aus den ertragsunabhängigen Wartungs- und Reparaturkosten, Betriebsführungs- und Pachtkosten sowie den Kosten für die Versicherung zusammen. Für die konventionellen Kraftwerke werden sowohl fixe als auch variable Betriebskosten berücksichtigt, welche einen erheblichen Anteil der Stromgestehungskosten bilden, da diese neben den Kosten für Hilfs- und Rohstoffe die Brennstoffkosten sowie die Kosten für die CO₂-Zertifikate beinhalten.

2. HISTORISCHE ENTWICKLUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

In den vergangenen Jahren verzeichnete der weltweite Markt für erneuerbare Energien ein starkes Wachstum (siehe auch Abbildung 4). Die weiter gesteigerte Wettbewerbsfähigkeit zu konventionellen Kraftwerken und die internationalen Anstrengungen gegen den Klimawandel (Pariser Abkommen) haben den erneuerbaren Energien zusätzliche Märkte und Anwendungsfelder erschlossen. In fast allen Staaten weltweit zählen erneuerbare Energien zu den günstigsten Arten der Stromerzeugung. Die Investitionsbedingungen für erneuerbare Energien sind in vielen Ländern hervorragend, da die Einhaltung der Klimaziele deutlich an Priorität gewonnen hat. Investitionen in Technologien mit Verbrennung von fossilen Energieträgern sind immer stärker limitiert bzw. rechnen sich nicht mehr.

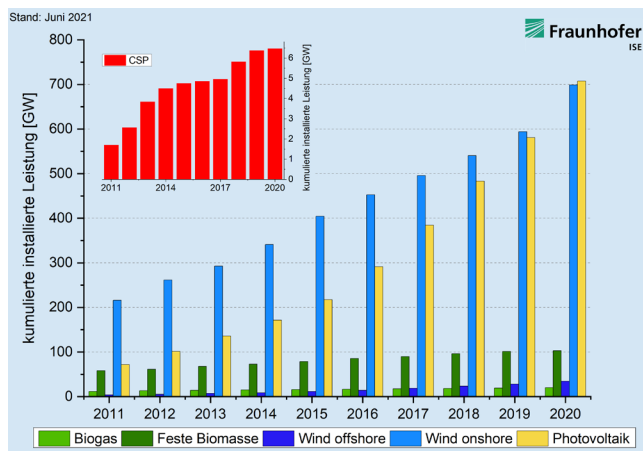


Abbildung 4: Global kumulierte installierte Kapazität 2011-2020 von PV, Onshore- und Offshore-WEA, Biomasseanlagen und CSP (IRENA 2021a).

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 Massenfertigung konnten die spezifischen Investitionen und damit die Stromgestehungskosten aller hier analysierten Technologien deutlich gesenkt werden. Weiter sinkende Stromgestehungskosten werden Wettbewerbsfähigkeit und die Absatzpotentiale der Technologien weiter deutlich wachsen lassen und zu einer weiterhin dynamischen Marktentwicklung der erneuerbaren Energien beitragen.

Der Umfang der weltweit installierten Kraftwerkskapazitäten zur Stromerzeugung aller erneuerbaren Energien betrug Ende 2020 knapp 2800 GW und damit gut 260 GW mehr als in 2019 (IRENA 2021a). Zum Vergleich: Die weltweit in 2019 installierte Leistung von Kohle- und Gaskraftwerken beträgt 2124 bzw. 1788 GW (IEA 2020) und damit 35 bzw. 37 GW mehr als im Jahr zuvor, die von Kernkraftwerken 392 GW (WNA 2021), 4 GW weniger als im Jahr zuvor.

Aufgrund unterschiedlicher Kosten- und Marktstrukturen, aber auch aufgrund von Fördermaßnahmen entwickelten sich die Märkte der einzelnen Technologien sehr unterschiedlich. So erreichte der Markt für WEA frühzeitig wettbewerbsfähige Marktpreise und hat daher in zahlreichen Ländern auch ohne Marktanreizprogramme Absatzmärkte gefunden. Die installierte Leistung summiert sich aktuell auf 733 GW, davon 699 GW Onshore und 34 GW Offshore, jeweils mit Neuinstallationen im Jahr 2020 von etwa 105 bzw. 6 GW (IRENA 2021a). Die installierte Leistung der Photovoltaik summiert sich zum Ende des Jahres 2020 auf 707 GW mit einem Neuzubau von 126 GW und hat zur Windkraft aufgeschlossen. Seit dem Jahr 2016 liegt der jährliche Zubau von Kapazitäten an PV-Leistung höher als von WEA (IRENA 2021a). In Deutschland beträgt die Ende 2020 gesamte installierte Leistung von WEA 62 GW und von PV-Anlagen 54 GW.

Der globale Ausblick für die Marktentwicklung von Windkraftanlagen bleibt positiv. Wachstumsprognosen für die Offshore-WEA gehen dabei von einem steigenden Anteil von aktuell 10% auf etwa 20% Anteil an der jährlichen Installation aus (GWEC 2020b).

Der Photovoltaikmarkt hat sich durch den starken Ausbau der Produktionskapazitäten insbesondere in Asien unter Verwendung von hochautomatisierten Fertigungsstraßen zum – gemessen an der Kapazität – bedeutendsten Segment der erneuerbaren Energien entwickelt. Es wird mit einem weiteren sehr starken Ausbau der Produktionskapazitäten und Wachstum des PV-Markts, aber nicht mehr so massiven Preisrückgängen wie in der Vergangenheit gerechnet.

Der Zubau von Bioenergieanlagen hat im Vergleich zu Photovoltaik und Windkraft ein deutlich geringeres Volumen. Der Markt für Biogasanlagen ist in den letzten 10 Jahren in Deutschland am stärksten gewachsen, gefolgt von China und Türkei. Der Grund liegt vor allem in den Vergütungsregelungen der jeweiligen Länder. Der Zubau der Kapazitäten von festen Biomasseanlagen wird in den letzten 10 Jahren von China angeführt, gefolgt von Indien und Brasilien (IRENA 2021a). In Deutschland beträgt die Ende 2020 gesamte installierte Leistung von Bioenergieanlagen 10,4 GW (AGEE-Stat 2021).

Neben den oben beschriebenen Technologien, die in Deutschland zur Anwendung kommen, können in Ländern mit hoher direkter Solarstrahlung solarthermische Kraftwerke eine wichtige Rolle bei der Stromerzeugung spielen. CSP-Kraftwerke wurden, nach ersten Anlageninstallationen in den 80er Jahren in den USA, in einigen Ländern seit 2007 wiederentdeckt, sodass inzwischen knapp 6,5 GW installiert sind (IRENA 2021). Vor allem in den sonnenreichen MENA-Staaten (Middle East and North Africa), aber auch in China, wird das Konzept der CSP-Kraftwerke aufgrund der Vorteile der thermischen Energiespeicherung von politischen Entscheidungsträgern derzeit verfolgt.

Für die Prognose der Stromgestehungskosten bis 2040 nutzt diese Studie Lernkurvenmodelle zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen. Den Lernkurvenmodellen werden Marktszenarien für jede Technologie mit einer Prognose der zukünftigen Marktentwicklungen zu Grunde gelegt, die aus Referenzszenarien verschiedener Studien entnommen sind (Tabelle 13 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 Unsicherheit über die tatsächlich realisierbare Marktentwicklung bis zum Jahr 2040. Die Marktentwicklung hängt in den kommenden Jahren insbesondere von der Umsetzung der Pariser Klimaziele ab. Die tatsächliche Marktentwicklung jeder Technologie ist jedoch entscheidend für den zeitlichen Verlauf der Kostendegression im Lernkurvenmodell. Die hier vorgestellten Entwicklungen der Stromgestehungskosten sind daher potenzielle Entwicklungspfade, die auf aktuellen Marktentwicklungen aus verschiedenen Szenarien und technologiespezifischen Annahmen wie der Lernrate, aber auch in Abhängigkeit von Standortfaktoren wie den realisierten Volllaststunden basieren.

3. BERECHNUNG VON STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Technologie- und Finanzierungsparameter

Eine detaillierte Erläuterung der Methodik zur Berechnung von Stromgestehungskosten (engl. LCOE = Levelized Costs of Electricity) befindet sich im Anhang auf Seite 37.

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 oder an wenig entwickelten Standorten z.T. deutlich höher liegen können.

Tabelle 1 gibt die Investitionshöhen in EUR/kW Nennleistung aller betrachteten Technologien an, die aus einer Markt Recherche zu aktuellen Kraftwerksinstallationen in Deutschland sowie unter Berücksichtigung externer Marktstudien ermittelt wurden. Die Werte enthalten keine Mehrwertsteuer.

Im Bereich Photovoltaik können anhand der Anlagengröße obere bzw. untere Grenzwerte für die Installationskosten von

Kleinanlagen bis 30 kWp, großen Dachanlagen größer 30 kWp und Freiflächenanlagen größer 1000 kWp angegeben werden, anhand derer die Stromgestehungskosten für den Investitionszeitpunkt bzw. Bau der Anlage berechnet werden. Die technische und finanzielle Lebensdauer wurde für PV-Anlagen mit 30 Jahren angesetzt. Die Erfahrungen des Fraunhofer ISE im Bereich des Anlagenmonitoring spiegeln diese längeren Lebensdauern und Einsatzzeiten als die bisher angenommenen 25 Jahre wider. Batteriespeicher wurden in einer jeweils typischen Konstellation mit PV-Anlage untersucht. Während in der Praxis eine große Bandbreite im Verhältnis von PV-Leistung zu Batteriespeicher zu finden ist, wurden für die Analyse drei aktuell typische Verhältnisse untersucht. Es wird dabei angenommen, dass im Bereich PV-Heimspeicher die Leistung der PV-Anlage in kWp 1:1 Kapazität des Batteriespeichers in kWh entspricht. Im Bereich dachinstallierte Großanlagen wird von einem Verhältnis von 2:1 ausgegangen. Im Bereich von Freiflächenanlagen wird mit einem Verhältnis von 3:2 gerechnet. Die Kosten für die Batteriespeicher beziehen sich auf die Nutzkapazität, inklusive Installationskosten. Die Lebensdauer für Batteriespeicher wurde mit 15 Jahren angesetzt. Somit fällt nach dieser Zeit ein Ersatz der Batterie zu verringerten Kosten an.

CAPEX [EUR/kW]	Wind onshore	Wind offshore	Biogas	Feste Biomasse	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine
2021 niedrig	1400	3000	2500	3000	1600	1500	800	400
2021 hoch	2000	4000	5000	5000	2200	2000	1100	600

CAPEX	PV Dach Kleinanlagen (≤ 30 kWp)	PV Dach Großanlagen (> 30 kWp)	PV Freiflächenanlagen (> 1 MWp)	Batteriespeicher für PV Kleinanlagen (≤ 30 kWp, PV-Leistung zu Batteriekapazität 1:1)	Batteriespeicher für PV Dach Großanlagen (> 30 kWp, PV-Leistung zu Batteriekapazität 2:1)	Batteriespeicher für PV-Freiflächenanlagen (> 1 MWp, PV-Leistung zu Batteriekapazität 3:2)
Einheit	[EUR/kWp]	[EUR/kWp]	[EUR/kWp]	[EUR/kWh]	[EUR/kWh]	[EUR/kWh]
2021 niedrig	1000	750	530	500	600	500
2021 hoch	1600	1400	800	1200	1000	700

Tabelle 1: Spezifische Anlagenkosten EUR/kW bzw. EUR/kWh bei aktuellen Anlagen im Jahr 2021 (ohne Mehrwertsteuer).

Die Daten für Offshore-Windenergie wurden aus laufenden und abgeschlossenen Projekten in der deutschen Nord- und Ostsee gewonnen. Die Eingangsparameter für Onshore-WEA sind ebenfalls aus aktuellen, geplanten und kürzlich abgeschlossenen Projekten entnommen.

Derzeit sind eine Vielzahl von Bioenergieanlagen mit unterschiedlichsten Rohstoffen, Techniken und Anwendungsbereichen in Betrieb. In dieser Studie wird ausschließlich zwischen Stromerzeugung aus fester Biomasse und Biogas unterschieden. Die Stromerzeugung aus Biogasanlagen wird basierend auf unterschiedlichen, für landwirtschaftliche Biogasanlagen typischen, Substraten berechnet. Die dabei verwendeten Substrate sind Rindergülle und Silomais, wobei Silomais mit einem massebezogenen Anteil von 47% berücksichtigt wird (FNR 2020; Fraunhofer IEE 2019). Die Wärmeerzeugung durch Biogasanlagen stellt einen wichtigen Betriebsparameter dar und fließt in die Berechnung der Stromgestehungskosten, unter Berücksichtigung einer Eigenwärmeversorgung der Biogasanlagen von 25%, auch mit ein. In dieser Studie werden Biogasanlagen mit einer Größe von 500 kW_{el} abgebildet, da auf Grund früherer EEG-Strukturen derzeit die durchschnittliche Anlagengröße circa bei 500 kW_{el} liegt (Matschoss et al. 2019). Die Stromerzeugung aus fester Biomasse umfasst ein breites Spektrum an biogenen Brennstoffen und erfolgt in Deutschland im Wesentlichen aus der Verbrennung von Holz (Altholz, Landschaftspflegeholz, Waldrestholz, Holzpellets und sonstiges Industrieholz) (FNR 2020; Fraunhofer IEE 2019). In dieser Studie wird als Brennstoff für Biomassenanlagen ≥ 500 kW_{el} Hackschnitzel aus Waldrestholz, Landschaftspflegematerial und Rinde eingesetzt (Fraunhofer IEE 2019). Die Wärmeerzeugung

der Bioenergieanlagen mit Verbrennung von fester Biomasse in Form von Heizenergie wird bei der Berechnung der Stromgestehungskosten mitspezifiziert. Da KWK-Anlagen nicht nur Strom, sondern auch Wärme erzeugen können, könne die gesamten Erzeugungskosten nicht allein der Stromerzeugung zugeordnet werden. Die Wärmegutschrift errechnet sich aus den Brennstoffkosten, die für die Wärmeerzeugung anfallen würden, steht aber unentgeltlich aus der in der gekoppelten Produktion der strombetriebenen KWK-Anlage erzeugten Wärme zur Verfügung.

Die im Folgenden motivierten und diskutierten Parameter fließen in die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten für den Zeitpunkt Juni 2021 und zukünftige Anlagen ein (Tabelle 2). Die Finanzierungsparameter wurden seit den ersten Studien von 2010, 2012, 2013 und 2018 weiter analysiert und auf die Risiko- und Investorenstruktur der einzelnen Technologien angepasst. Bei der Betrachtung der zukünftigen Stromgestehungskosten ist zu beachten, dass die Finanzierungsbedingungen (in Form von Fremd- oder Eigenkapitalrenditen) wieder ansteigen können.

In vielen Studien werden oftmals identische Diskontierungssätze für alle untersuchten Technologien und Standorte angesetzt, wodurch es zu Abweichungen von den tatsächlichen Stromgestehungskosten kommt. Die Diskontierungssätze werden in dieser Studie 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 errich-

	Wind onshore	Wind offshore	Biogas	Feste Biomasse	Braunkohle	Steinkohle	GuD
Lebensdauer in Jahren	25	25	25	25	40	30	30
Anteil Fremdkapital	80%	70%	80%	80%	60%	60%	60%
Anteil Eigenkapital	20%	30%	20%	20%	40%	40%	40%
Zinssatz Fremdkapital	3,5%	5,0%	3,5%	3,5%	5,0%	5,0%	5,0%
Rendite Eigenkapital	7,0%	10,0%	8,0%	8,0%	11,0%	11,0%	10,0%
WACC nominal	4,20%	6,50%	4,40%	4,40%	7,40%	7,40%	7,00%
WACC real	2,96%	5,24%	3,20%	3,20%	6,20%	6,20%	5,80%
OPEX fix [EUR/kW]	20	70	4% von CAPEX	4% von CAPEX	32	22	20
OPEX var [EUR/kWh]	0,008	0,008	0,004	0,004	0,0045	0,004	0,003
Jährliche Reduktion des Wirkungsgrads	0	0	0	0	0	0	0

	PV Dach Kleinanlagen (≤ 30 kWp)	PV Dach Großanlagen (> 30 kWp)	PV Freiflächenanlagen (ab 1000 kWp)	Batteriespeicher für PV Dach Kleinanlagen (≤ 30 kWp, 1:1)	Batteriespeicher für PV Dach Großanlagen (> 30 kWp, 2:1)	Batteriespeicher für PV Freiflächenanlagen (> 1 MWp, 3:2)
Lebensdauer in Jahren	30	30	30	15	15	15
Anteil Fremdkapital	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Anteil Eigenkapital	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Zinssatz Fremdkapital	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Rendite Eigenkapital	5,0%	6,5%	6,5%	5,0%	6,5%	6,5%
WACC nominal	3,40%	3,70%	3,70%	3,40%	3,70%	3,70%
WACC real	2,20%	2,50%	2,50%	2,20%	2,50%	2,50%
OPEX fix [EUR/kW]	26	21,5	13,3	0	6,0-10,0*	6,7-9,3*
OPEX var [EUR/kWh]	0	0	0	0	0	0
Jährliche Reduktion des Wirkungsgrads	0,25%	0,25%	0,25%	0	0	0
Batterieersatzkosten	-	-	-	40-50% der Anfangsinvestition	35% der Anfangsinvestition	30% der Anfangsinvestition
Wirkungsgrad	-	-	-	90%	90%	90%
Jährliche Volllastzyklen	-	-	-	200	100-300**	100-300**

Tabelle 2: Inputparameter für Wirtschaftlichkeitsberechnung. Die realen WACC-Werte sind mit einer Inflationsrate von 1,2% berechnet.

* bezogen auf die PV-Anlagenleistung (entspricht 2% der Batterie-Investitionskosten)

* Da die Lebensdauer der Batterie als fix angenommen wird, haben die jährlichen Volllastzyklen nur einen Einfluss auf die Höhe der Batteriespeicherverluste. Eine hohe Zyklenzahl (hohe Verluste) wird für die Obergrenze der LCOE genutzt, eine geringe Zyklenzahl (geringe Verluste) zur Berechnung der Untergrenze der LCOE.

tet 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 – 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.

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 1,2% p.a. in einen realen Wert umgerechnet. Dieser Wert wurde im Vergleich zu vorangegangenen Studien von 2,0% auf 1,2% abgesenkt.

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 fehlerhaft und unzulässig. Um die

Berechnung auf Basis nominaler Werte durchzuführen, müsste zunächst die jährliche Inflationsrate bis 2040 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 2021. Die Angabe von Stromgestehungskosten für zukünftige Jahre in den Szenariengrafiken bezieht 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 höheres projektspezifisches Risiko als beispielsweise Onshore-Windkraftanlagen aufweisen,

sind die durchschnittlichen Kapitalkosten entsprechend höher. Stehen Förderkredite in ausreichender Höhe zur Verfügung – beispielsweise von der KfW-Bankengruppe – können je nach Technologie Fremdkapitalzinssätze von rund 1 bis 3% 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 1,57% liegt – bei 20-jähriger Laufzeit und 20-jähriger Zinsbindung (KfW 2021). Im Allgemeinen werden die Zinssätze absichtlich etwas höher angesetzt, da die tatsächlichen Zinssätze aufgrund der Corona-Pandemie derzeit sehr niedrig sind und in Zukunft voraussichtlich steigen werden.

Bei länderübergreifenden Standortvergleichen ist zu beachten, dass sich neben den Umweltfaktoren wie Einstrahlung und Windangebot auch die Finanzierungsbedingungen ändern. Insbesondere bei Projekten von erneuerbaren Energien, 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 erneuerbare Energien.

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 eine Rolle. Abhängig von der Windgeschwindigkeit lassen sich Volllaststunden aus dem Windangebot am Kraftwerksstandort einer WEA

berechnen. Bei Biogas bzw. Biomasse hingegen ist die Anzahl der Volllaststunden nicht dargebotsabhängig, sondern wird von den Faktoren Nachfrage, Verfügbarkeit des Substrats und Anlagenauslegung bestimmt.

Deshalb sollen exemplarisch Standorte mit spezifischen Energieerträgen aus der Sonneneinstrahlung sowie Standorte mit spezifischen Volllaststunden für WEA 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 950 und 1300 kWh pro m² und Jahr auf die horizontale Fläche auf (Abbildung 29). Dies entspricht einer Solarstrahlung zwischen 1100 bis 1510 kWh/(m²a) auf eine optimal ausgerichtete PV-Anlage (sowohl in Bezug auf Himmelsrichtung Süd als auch in Bezug auf den optimalen Neigungswinkel der Anlage). Nach Abzug von Verlusten innerhalb des PV-Kraftwerkes ergibt dies einen mittleren jährlichen Stromertrag zwischen 935 und 1280 kWh pro installiertem kWp. Die Volllaststunden der Anlagen sinken entsprechend, wenn die Anlagen zum Beispiel auf Grund der Dachneigung in Richtung Osten oder Westen ausgerichtet sind oder wenn die Anlagen flacher aufgeständert werden. Beide Gesichtspunkte können unter Umständen aus einer Wirtschaftlichkeitsberechnung und unter der Berücksichtigung von Eigenstromnutzung aus Eigentümersicht optimal sein.

Das Windangebot ist ebenfalls standortabhängig. Onshore-Anlagen können an schlechten Standorten Volllaststunden von nur 1800 Stunden pro Jahr aufweisen. Die Höhe der Volllaststunden kann jedoch an ausgewählten küstennahen Standorten in Deutschland Werte von bis zu 3200 Stunden erreichen. Der durchschnittliche Wert der im Jahr 2016 errichteten Onshore-WEA liegt bei 2721 Volllaststunden pro Jahr (Fraunhofer IWES 2018). Sehr viel höhere Volllaststunden erreichen

PV-Anlage (Standardmodule)	Globalstrahlung [kWh/(m ² a)]	Einstrahlung auf PV-Module [kWh/(m ² a)]	Stromerzeugung pro 1 kWp bei optimalem Neigungswinkel und Südausrichtung [kWh/a]
Deutschland Norden	950	1100	935
Deutschland Mitte	1120	1300	1105
Deutschland Süden	1300	1510	1280
Windenergieanlage (2 - 5 MW)	Windgeschwindigkeit auf 120m Nabenhöhe [m/s]	Wind-Volllaststunden [h]	Stromerzeugung pro 1 kW [kWh/a]
Onshore: Binnenland Deutschland	5,5	1800	1800
Onshore: Norddeutschland	6,4	2500	2500
Onshore: Küstennahe und windreiche Standorte Deutschland	7,8	3200	3200
Offshore: geringe Entfernung von Küste	7,8	3200	3200
Offshore: mittlere Entfernung von Küste	8,7	3600	3600
Offshore: sehr gute Standorte	10,3	4500	4500

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

Volllaststunden konventionelle Kraftwerke [h/a]		Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine	Biogas	Feste Biomasse
Jahr 2020	Hoch	7300	6200	8000	3000	7000	7000
	Niedrig	5300	2600	3000	5000	4000	4000
Jahr 2030	Hoch	5300	3300	7000	3000	7000	7000
	Niedrig	2300	2300	2000	500	4000	4000
Jahr 2040	Hoch	2000	2000	5000	2000	7000	7000
	Niedrig	0	0	0 / 1000	0 / 1000	4000	4000
Jahr 2050	Hoch	2000	2000	4000	2000	7000	7000
	Niedrig	0	0	0 / 1000	0 / 1000	4000	4000

Tabelle 4: Entwicklung der Volllaststunden für konventionelle Kraftwerke und Bioenergieanlagen.

Offshore-Anlagen mit Werten zwischen 3200 Stunden pro Jahr in Küstennähe und bis zu 4500 Stunden pro Jahr an küstenferneren Standorten in der Nordsee. Angesichts des Trends immer größerer Anlagendimensionen sowie der Errichtung von Anlagen in Küstenferne wird angenommen, dass Offshore-WEA bis zum Jahr 2050 im Idealfall eine Volllaststundenzahl von 5500 erreichen werden (Reuter und Elsner 2016). Dies entspricht einer jährlichen Steigung der Volllaststunden um 0,6%. In dieser Studie wird für Onshore-WEA eine jährliche Zunahme der Volllaststunden um 0,5% angenommen.

Biogasanlagen und Anlagen mit Verwendung von biogenen Festbrennstoffen können in Deutschland problemlos eine Auslastung von 80 - 90% erreichen, was über 7000 Volllaststunden pro Jahr entspricht. Vorangetrieben durch die durch das EEG eingeführte Flexibilitätsprämie wird immer häufiger eine flexible Fahrweise der Anlagen angestrebt, was zu sinkenden Volllaststunden führt. Das Ziel der Flexibilitätsprämie ist die Erhöhung des flexiblen Anteils an der Stromproduktion der Biogasanlage. Dies dient dazu, die Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung von Solar und Wind auszugleichen. Aus diesem Grund wird eine Bandbreite zwischen 4000 und 7000 Volllaststunden angesetzt (DBFZ 2015).

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 4625 Stunden. Bei Steinkohle wurden im Jahr 2020 durchschnittlich 1640 Stunden und bei wirtschaftlichen GuD-Kraftwerken 6500 Stunden erzielt (Fraunhofer ISE 2021b). Im Zuge der steigenden Strom-

erzeugung aus erneuerbaren Energien, der steigenden CO₂-Zertifikatspreise sowie des geplanten Kohleausstiegs sinken jedoch die Volllaststunden von konventionellen Kraftwerken kontinuierlich. Diese Studie hinterlegt in der Berechnung bis 2040 für alle Neuanlagen kontinuierlich sinkende Volllaststunden. Bei Braunkohle sinkt somit der mittlere Wert der Volllaststunden im Jahr 2040 auf unter 2000 Stunden pro Jahr und bei GuD auf 5000. 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 wird in einer im Jahr 2010 in Betrieb genommenen Biogasanlage in Bayern ein durchschnittlicher Substratmix mit 35% Silomais, 35% Rindergülle /Rindermist, 15% Grassilage und 15% Ganzpflanzensilage (GPS) verwendet (DBFZ 2019). Hierbei variiert der Methanertrag der einzelnen Substrate zwischen 106 Nm³/t FM (Tonne Feuchtmasse) für Silomais (DBFZ 2015) und 12 Nm³/t FM für Schweinegülle (FNR 2020). Für die Substrate fallen zudem unterschiedliche Kosten an. So liegen die Substratkosten für den Ankauf von Maissilage bei 39 EUR/t FM (Fraunhofer IEE 2019) und für Rinder- und Schweinegülle bei 3 EUR/t FM (Guss et al. 2016). Für eigenerzeugte Substrate können die Substratkosten mit nahezu 0 EUR/t FM angesetzt werden. Mit der Umrechnung des

Methanertrags und der Methanausbeute von 9,97 kWh/Nm³ werden in dieser Studie durchschnittliche Substratkosten von 3,84 €Cent/kWh_{th} für Biogasanlagen angesetzt. Die Brennstoffkosten für die Verbrennung fester Biomasse variieren auch je nach eingesetztem Rohstoff. In Deutschland werden die Biomasseheizkraftwerke überwiegend mit Hackschnitzeln aus Waldrestholz, Altholz, Landschaftspflegeholz und Holzpellets betrieben (FNR 2020). Auf Grund der variierenden Kosten wird in dieser Studie ein Gemischtholz aus Waldrestholz, Landschaftspflegeholz und Rinde berücksichtigt, für die Brennstoffkosten in der Höhe von 1,5 €Cent/kWh_{th} anfallen (Fraunhofer IEE 2019).

Für einen Vergleich der Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken sind Annahmen zu Wirkungsgraden und CO₂-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 bzw. bei GT-Kraftwerken um 200 MW. Durch weitere technische Verbesserungen steigt der Wirkungsgrad von Neuanlagen bei Braunkohle von 45% auf 48%, bei Steinkohle von 46% auf 49% und bei GuD von 60% auf 62%. Die Preispfade für Brennstoffe sind mit sehr moderaten Steigerungen angenommen. Aufgrund einer möglichen Verknappung der CO₂-Zertifikate wird zudem ein langfristiger Anstieg des Zertifikatspreises angenommen (siehe Tabellen 4-6). Die CO₂-Zertifikatspreise sowie die Brennstoffpreise entsprechen einem Szenario, die die Treibhausgasneutralität verfolgt. Das bedeutet, dass energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2050 quasi gegen 0 tendieren. Entsprechend wurde das „Sustainable Development“ Szenario für die Brennstoffpreise der IEA genutzt, das von einer starken Abnahme des Verbrauchs von konventionellen Energieträgern ausgeht. Der CO₂-Zertifikatspreis steigt entsprechend für eine sehr hohe Dekarbonisierung auf Werte von 180 bis 400 EUR/t in 2050 an.

Brennstoffpreise [EUR/MWh]	2021	2025	2030	2035	2040
Braunkohle	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Steinkohle	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Erdgas	25,0	25,0	16,0	16,0	17,0
Substrat Biogas	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4
Feste Biomasse	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0

Tabelle 5: Annahmen zu Brennstoffpreisen basierend auf Werten von (Hecking et al. 2017; Fraunhofer IEE 2019; IEA 2020)

Wirkungsgrad konventionelle Kraftwerke [%]	2021	2030	2040
Braunkohle - Elektrisch	45,0	-	-
Steinkohle - Elektrisch	46,0	-	-
GuD - Elektrisch	60,0	61,0	62,0
GuD - Thermisch	33,0	33,5	34,0
Biogas - Elektrisch	40,0	40,0	40,0
Biogas - Thermisch	44,0	44,0	44,0
Feste Biomasse - Elektrisch	25,0	25,0	25,0
Feste Biomasse - Thermisch	35,0	35,0	35,0

Tabelle 6: Wirkungsgradentwicklung bei neuen Großkraftwerken. (Wietschel et al. 2010; Fraunhofer IEE 2019)

CO ₂ -Zertifikatspreise [EUR/t CO ₂]	2021	2025	2030	2035	2040
unterer Wert	32	40	80	120	150
oberer Wert	36	65	120	180	300

Tabelle 7: CO₂-Zertifikatspreis (eigene Setzung)

4. STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON ENERGIETECHNOLOGIEN IN 2021

Im hier durchgeführten Technologievergleich werden die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energietechnologien PV, Wind, Biogas und feste Biomasse an Standorten in Deutschland anhand von Marktdaten zu spezifischen Investitionen, Betriebskosten und weiteren technischen und finanziellen Parametern ermittelt. Konventionelle Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, GuD und Gasturbinen) werden ebenfalls unter verschiedenen Anlagenausprägungen sowie Annahmen für den Bau und den Betrieb dieser Kraftwerke untersucht.

In Süddeutschland betragen die Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen (< 30 kWp) an Standorten mit horizontaler Globalstrahlung von 1300 kWh/(m²a) zwischen 5,81 und 8,04 €Cent/kWh und bei einer Einstrahlung von

950 kWh/(m²a) in Norddeutschland zwischen 7,96 und 11,01 €Cent/kWh. Die Ergebnisse sind abhängig von der Höhe der spezifischen Investitionen, die zwischen 1200 und 1600 EUR/kWp angesetzt wurden. Größere PV-Dachanlagen (> 30 kWp) können heute in Süddeutschland Strom zu Gestehungskosten zwischen 4,63 und 7,14 €Cent/kWh produzieren, in Norddeutschland zwischen 6,34 und 9,78 €Cent/kWh, jeweils bei spezifischen Investitionen zwischen 750 und 1400 EUR/kWp. Große Freiflächenanlagen (> 1 MWp) erreichen heute Werte zwischen 3,12 und 4,16 €Cent/kWh in Süddeutschland und 4,27 bis 5,70 €Cent/kWh in Norddeutschland, da die günstigsten Anlagen bereits spezifische Investitionen von 530 EUR/kW oder 800 EUR/kW erreicht haben.

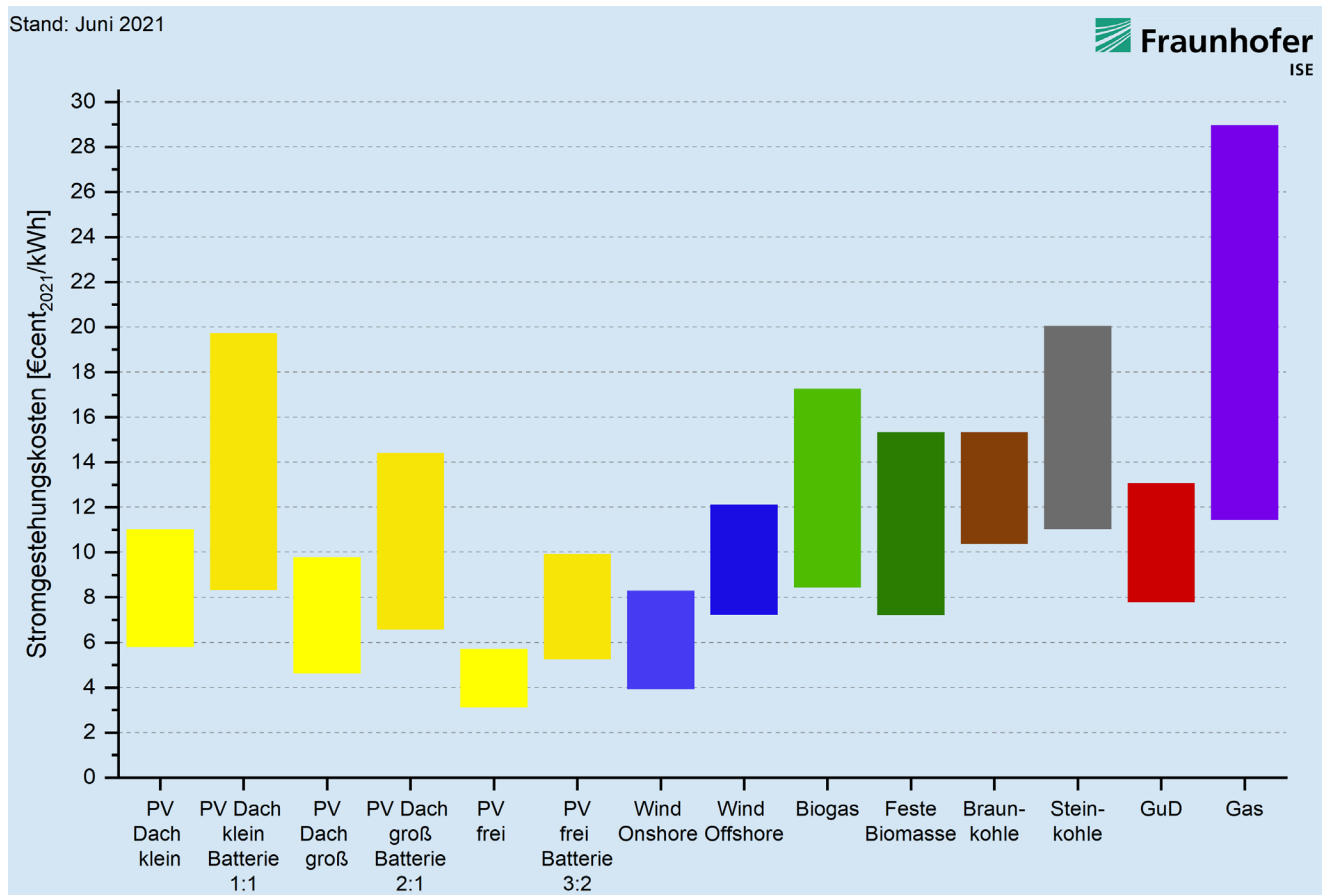


Abbildung 5: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2021. Spezifische Anlagenkosten sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt. Das Verhältnis bei PV-Batteriesystemen drückt PV-Leistung in kWp gegenüber Batterie-Nutzkapazität in kWh aus. Weitere Annahmen in Tabelle 3 bis 6.

Die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme beziehen sich auf die gesamte von der PV-Anlage produzierte Energiemenge abzüglich der Speicherverluste. Die Speicherverluste errechnen sich aus der Kapazität des Batteriespeichers, der angenommenen Zyklenzahl sowie dem Wirkungsgrad der Batterie. Die Stromgestehungskosten für PV-Batterie-Kleinanlagen liegen demnach zwischen 8,33 und 19,72 €Cent/kWh. Die Ergebnisse umfassen Unterschiede in den PV-Kosten, Batteriekosten (500 bis 1200 EUR/kWh) und unterschiedlich hohe Einstrahlungswerte. Für größere PV-Dachanlagen mit Batteriespeicher liegen die Stromgestehungskosten zwischen 6,58 und 14,40 €Cent/kWh, für Batteriekosten zwischen 600 und 1000 EUR/kWh. Für PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeicher errechnen sich Stromgestehungskosten von 5,24 bis 9,92 €Cent/kWh; hierfür wurden Investitionskosten für den Batteriespeicher von 500 bis 700 EUR/kWh angenommen. Die Preise für kleinere Systeme sind teilweise niedriger, da es sich hierbei um ein standardisiertes Produkt handelt, wohingegen größere Batteriesysteme eher Einzelprojekte sind, bei denen auch Kosten für Projektentwicklung, Projektmanagement und Infrastruktur anfallen. Die Spanne der Investitionskosten ist kleiner bei den größeren Größen, da hier ein stärkerer Konkurrenzdruck vorliegt.

WEA mit durchschnittlichen Installationskosten von ca. 1400 EUR/kW weisen an Onshore-Standorten mit sehr hohen jährlichen Volllaststunden von 3200 Stromgestehungskosten von 3,94 €Cent/kWh auf, jedoch sind diese Standorte in Deutschland begrenzt. Deshalb variieren die Kosten von Anlagen an schlechteren Standorten bis in einen Bereich von 8,29 €Cent/kWh, wiederum abhängig von der spezifischen Investition sowie den dort erreichten jährlichen Volllaststunden (Tabelle 3). Im Vergleich dazu liegen die Kosten für Offshore-WEA, trotz höherer Volllaststundenzahl von 3200 bis 4500 pro Jahr, mit Werten zwischen 7,23 €Cent/kWh und 12,13 €Cent/kWh deutlich darüber.

Die Stromgestehungskosten von Biogas betragen bei Substratkosten von 3,84 €Cent/kWh_{th} zwischen 8,45 und 17,26 €Cent/kWh. Bei Anlagen mit fester Biomasse sind die Stromgestehungskosten zwischen 7,22 €Cent/kWh und 15,33 €Cent/kWh etwas geringer, was hauptsächlich auf die Substratkosten zurückzuführen ist. Sowohl bei Biomasse als auch bei Biogas wurden bei den Stromgestehungskosten die Wärmegutschriften, auch als Einnahmen aus der Wärmeerzeugung bezeichnet, abgezogen. Das bedeutet, dass die hier angegebenen Werte sich nur auf Bioenergie mit Kraft-Wärmekopplung beziehen. Anlagen ohne Wärmeauskopplung besitzen deutlich höhere Stromgestehungskosten.

Für konventionelle Kraftwerke ergeben sich unter den derzeitigen Bedingungen auf dem Strommarkt mit den jewei-

ligen Volllaststunden und Brennstoffpreisen je Technologie folgende Stromgestehungskosten: Heute errichtete Braunkohlekraftwerke können Stromgestehungskosten mit 10,38 bis 15,34 €Cent/kWh für die gewählten Betriebsparameter (mit einem heute relativ niedrigen CO₂-Preis und stark ansteigenden CO₂-Preis) ausweisen. Etwas höher liegen die Stromgestehungskosten von großen Steinkohlekraftwerken zwischen 11,03 und 20,04 €Cent/kWh. GuD-Kraftwerke erreichen heute Werte zwischen 7,79 und 13,06 €Cent/kWh. Deutlich höher liegen die Werte von Gaskraftwerken zwischen 11,46 und 28,96 €Cent/kWh.

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 (siehe auch Kapitel 8).

Photovoltaik

Marktentwicklung und Prognose

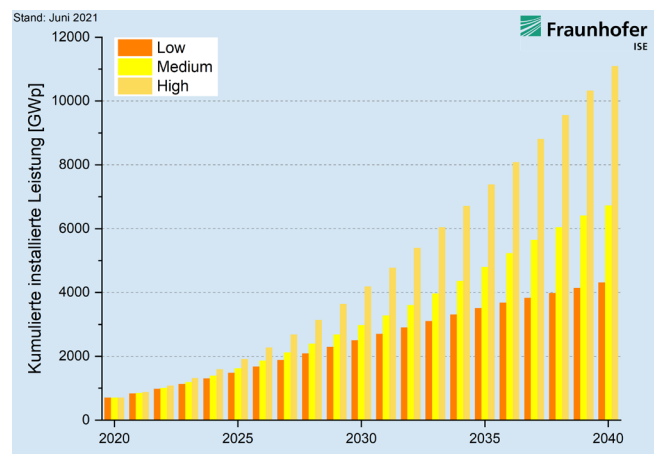


Abbildung 6: Szenarien für die Marktentwicklung der kumuliert installierten Kraftwerksleistung [GW] für PV bis 2040, eigene Szenarien.

Ende 2020 hat die global installierte PV-Leistung mehr als 707 GWp betragen, der weltweite Zubau in 2020 erreichte rund 127 GWp. Dies bedeutet ein Marktwachstum 30% gegenüber 2019, als rund 98 GWp installiert wurden (IRENA 2021a). Der globale PV-Markt wird derzeit sowohl bei der Produktion als auch bei der Installation von China dominiert. Gleichwohl installieren immer mehr Ländern PV in einem signifikanten Umfang, da PV-Kraftwerke sich immer öfter im freien Wettbewerb durchzusetzen und damit unabhängig von Förderprogrammen realisiert werden können. Das PV-Marktwachstum wird somit

vermehrt durch rein ökonomische Gründe getrieben. Daher ist davon auszugehen, dass der globale PV-Nachfragemarkt weiterhin stark wachsen wird. Die drei der Studie zugrunde gelegten Szenarien „High“, „Medium“ und „Low“ für die Marktentwicklung gehen alle von einer kontinuierlichen Reduzierung des jährlichen Marktwachstums aus. Das angenommene Marktwachstum in 2021 von 24%, 20% bzw. 18% für die Szenarien „High“, „Medium“ und „Low“ flacht bis 2040 auf 5% (High, Medium) bzw. 4% (Low) ab. Für das Jahr 2040 ergeben die Szenarien eine Gesamtkapazität von 11.100 GW, 6700 GW und 4300 GW. Die Szenarien der kumuliert installierten Kraftwerksleistung sind in Tabelle 11 aufgeführt.

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 (engl. performance = Ertrag und ratio = Verhältnis) beschreibt das Verhältnis des tatsächlichen Energieertrages (elektrische Endenergie) 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 engl. 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 können sich aus unterschiedlichen Gründen ergeben, wie abweichende Einstrahlungswerte der Sonne, Abschattung und Verschmutzung der PV-Module, Reflexion an der Moduloberfläche bei Schrägeinfall des Lichtes, spektrale Abweichung vom Normspektrum sowie Erhöhung der Modultemperatur. Neben den abweichenden Betriebsbedingungen der PV-Module kommen weitere Verluste im PV-System hinzu, durch elektrische Fehlanpassung der Module, ohmsche Verluste in der AC- bzw. DC-Verkabelung, Wechselrichterverluste sowie gegebenenfalls Verluste im Transformator. Neue, optimal ausgerichtete PV-Anlagen erreichen in Deutschland Performance Ratios zwischen 80 und 90% (Reich et al. 2012).

Preis- und Kostenentwicklung

Seit 2018 sind die Großhandelspreise für kristalline Module in Deutschland von 430 EUR/kWp auf 310 EUR/kWp im Jahr 2020 nochmals deutlich gefallen. Der niedrigste Netto-Preis für kristalline Module lag im dritten Quartal 2020 bei 190 EUR/kWp. Weiterhin besteht ein Unterschied der Preisniveaus chinesischer

und deutscher Hersteller: Im Jahr 2018 konnten chinesische Hersteller ihre Module durchschnittlich 80 EUR/kWp günstiger anbieten als deutsche Hersteller. Im Jahr 2020 betrug der Abstand nur noch 50 EUR/kWp. (EuPD Research 2021).

Auch die Kosten für Wechselrichter und BOS-Anlagenkomponenten (Balance-of-System Components) wie Montagesystem und Kabel sowie für deren Installation nahmen ab, wenn auch nicht im gleichen Maße wie die der PV-Module. Während 2005 der Kostenanteil der Solarmodule noch fast 75% der Systemkosten betrug, liegt dieser heute selbst bei Aufdachanlagen unter 30%.

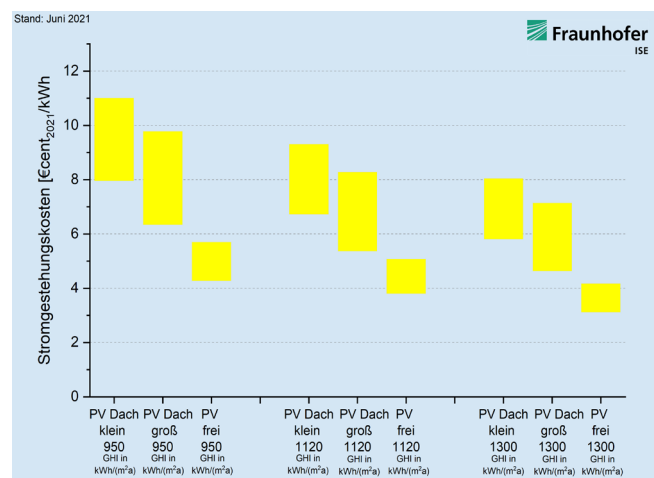


Abbildung 7: Stromgestehungskosten für PV-Anlagen in Deutschland je Anlagentyp und Einstrahlung (GHI in kWh/(m²a)) im Jahr 2021.

In Tabelle 1 sind Preisbänder für PV-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen dargestellt. Die Kosten für eine kleine PV-Anlage (bis 30 kWp) liegen derzeit bei 1000 bis 1600 EUR/kWp. Bei größeren PV-Anlagen über 30 kWp liegen die Kosten gegenwärtig bei 750 bis 1400 EUR/kWp. PV-Freiflächenanlagen mit Leistungen ab 1 MWp erreichen Investitionskosten von 530 bis 800 EUR/kWp. Diese Werte enthalten sämtliche Kosten von Komponenten und zur Installation der PV-Anlage. Teilweise können Anlagen unter bestimmten Einkaufsbedingungen sogar unter den genannten Preisbändern realisiert werden. Im Vergleich zur letzten Studie 2018 werden deutlich größere Bandbreiten für die spezifische Investition angegeben. Die Gründe hierfür liegen an einer größeren Leistungsdefinition in dieser Studie, aber auch einer Marktentwicklung, in der der Standort, Design der Anlage bzw. die Dach- und Gebäudebedingungen stark auf die Preise der Anlagen einwirken. Dies führt zu einer höheren Variation der spezifischen Kosten.

Die Werte aktueller PV-Stromgestehungskosten werden für die verschiedenen Anlagengrößen und -kosten für unterschiedliche Einstrahlungswerte (siehe Tabelle 3) in Abbildung 7 dargestellt. Die Zahl hinter der Anlagenleistung steht für die jährliche Ein-

strahlung am Standort der Anlage in kWh/(m²a). Anlagen im Norden produzieren ab etwa 935 kWh/a, während Anlagen in Süddeutschland bis zu 1280 kWh/a liefern.

Die Preisdegression bei den Anlageninvestitionen führt zu weiterhin sehr geringen PV-Stromgestehungskosten. PV-Freiflächenanlagen können in Norddeutschland bereits Stromgestehungskosten von unter 6 €Cent/kWh erreichen, in Süddeutschland liegen diese unter 4,5 €Cent/kWh. Die Stromgestehungskosten von großen PV-Dachanlagen liegen zwischen 9,78 €Cent/kWh in Norddeutschland und 4,63 €Cent/kWh in Süddeutschland. Kleine PV-Dachanlagen in Deutschland erzeugen Strom zu Gestehungskosten zwischen 5,81 und 11,01 €Cent/kWh und liegen damit deutlich unterhalb der durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte.

Da die Photovoltaik entlang der gesamten Wertschöpfungskette und bei allen Komponenten immer noch ein deutliches Kostenreduktionspotential besitzt, ist – von möglichen Preisschwankungen aufgrund von speziellen Marktgeschehen abgesehen – mittel- und langfristig weiter mit sinkenden Investitions- und damit Stromgestehungskosten zu rechnen. Basierend auf der aktuellen Marktentwicklung sowie der Garantie, die die meisten Modulhersteller anbieten, wurde die Lebensdauer von PV-Modulen in dieser Studie von 25 auf 30 Jahre erhöht. Getrennt betrachtet führt die Erhöhung der Lebensdauer um 5 Jahre zu einer durchschnittlichen Reduktion der Stromgestehungskosten von 8%.

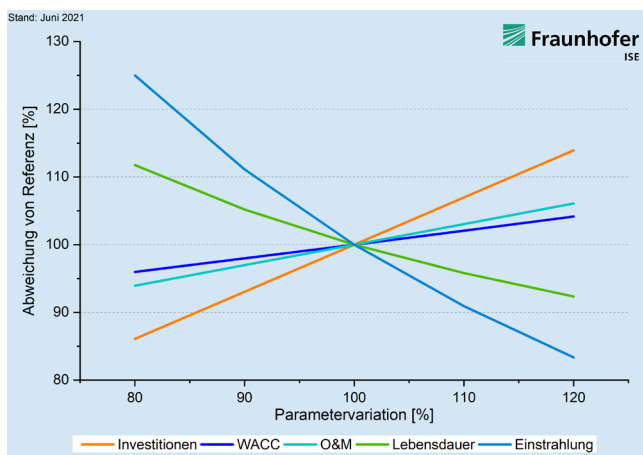


Abbildung 8: Sensitivitätsanalyse PV-Kleinanlage bei einer horizontalen Globalstrahlung von 1120 kWh/(m²a) und Investition von 1300 EUR/kWp.

Eine Sensitivitätsanalyse für eine PV-Kleinanlage in Deutschland zeigt die starke Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der Einstrahlung und den spezifischen Investitionen (siehe Abbildung 8). Einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben auch die Kapitalkosten der Investition (WACC), da hier Unterschiede relativ groß sein und leicht außerhalb der gezeigten Parametervariation von 80 bis 120% liegen können. Einen geringeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten bei PV-Anlagen haben leicht veränderte Be-

triebskosten, da sie nur einen geringfügigen Teil der Gesamtkosten ausmachen. Die Systemlebensdauer hat insofern eine starke Auswirkung auf die Kosten, da bei längeren Lebensdauern auch bereits abgeschriebene Anlagen weiterhin Strom zu sehr niedrigen Betriebskosten produzieren.

Photovoltaik mit Speicher

Um den Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom zu erhöhen oder die Netzeinspeisung zu verstetigen, werden immer häufiger Stromspeicher eingesetzt. In der Regel handelt es sich dabei um Batteriespeicher, weshalb sie in dieser Ausgabe der Stromgestehungskostenstudie in die Untersuchungen aufgenommen werden. Im Vergleich zu Photovoltaik, Windkraft und Bioenergie sind Lithium-Ionen-Batteriespeicher eine vergleichsweise junge Technologie. Entsprechend ist der Markt von starkem Wachstum und stark sinkenden Preisen geprägt. Da PV-Batteriesysteme in unterschiedlichen Anwendungen eingesetzt werden, wird in der Berechnung der Stromgestehungskosten zwischen drei unterschiedlichen Anwendungsbereichen unterschieden:

PV-Heimspeicher (PV-Aufdach klein): Hier steht die Eigenverbrauchserhöhung im Vordergrund, obwohl auch häufig Inselfösungen nachgefragt werden. Da Strom aus PV-Anlagen unter 30 kWp bei Eigenverbrauch von Abgaben und Umlagen befreit ist, können Batteriespeicher Einsparungen durch eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote erzielen. Der durch das PV-Batteriesystem erzeugte Strom steht somit im Wettbewerb mit den Kosten für den Netzstrombezug von Privatpersonen und Gewerbekunden. Die Größe der Batteriespeicherkapazität im Verhältnis zur PV-Leistung ist in den letzten Jahren mit sinkenden Batteriepreisen stetig gestiegen. Es wird für die Studie daher von einem Verhältnis von 1:1 ausgegangen. Zwischen 2013 und 2018 wurden PV-Heimspeicher mit dem KfW-Förderprogramm gefördert, was ein starkes Marktwachstum hervorgerufen hat. Im Anschluss daran haben einzelne Bundesländer eigene Förderprogramme fortgeführt. Die Installationszahlen steigen auch nach Ende der KfW-Förderung weiter an.

Mittelgroße Batteriespeicher (PV-Aufdach groß) – dies sind häufig PV-Batteriesysteme bei Gewerbe- und Industriekunden. Die Batteriespeicher können hier oft gleich mehrere Nutzen erbringen: Neben einer Erhöhung der Eigenverbrauchsquote können Batteriespeicher beispielsweise auch für Spitzenlastkappung, für unterbrechungsfreie Stromversorgung oder zum Laden von Elektrofahrzeugen genutzt werden. Das Verhältnis von PV-Leistung zu Batteriekapazität kann in diesem Segment sehr unterschiedlich sein. Angenommen wurde ein Verhältnis von 2:1. Aufgrund häufig geringerer Strompreise in den Sektoren Gewerbe-Handel-Dienstleistung und Industrie sind hier bisher nur wenige PV-Speichersysteme im Einsatz. Mit weiter sinkenden Batteriepreisen ist ein weiteres Wachstum zu erwarten.

Große Batteriespeicher in Kombination mit PV-Freiflächenanlagen (PV-frei) – bisher werden solche Projekte im Rahmen der Innovationsausschreibungen gefördert und dieses Angebot wird auch stark angenommen. Der Nutzen des Batteriespeichers ist hier in erster Linie die Verstärkung der Stromerzeugung des Kraftwerksparks und einer sich daraus erhofften Vermarktung zu höheren Preisen. Das Verhältnis von PV-Leistung zu Batteriekapazität kann auch hier sehr unterschiedlich sein, ein Verhältnis von 3:2 ist für derzeitige Anlagen realistisch.

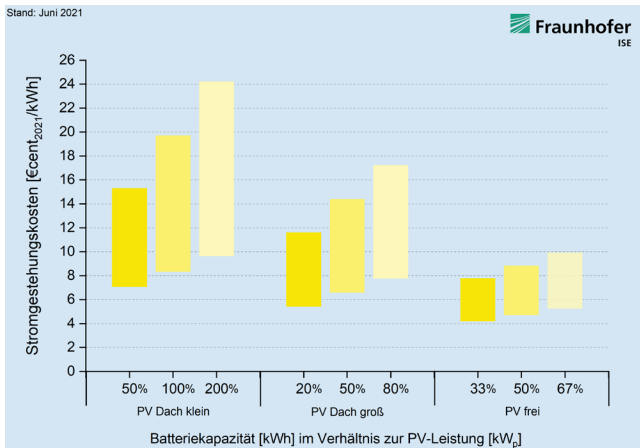


Abbildung 9: Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme in Abhängigkeit des Verhältnisses von PV-Leistung zur Batteriekapazität.

Abbildung 9 zeigt die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme in Abhängigkeit der Art und Größe der PV-Anlage sowie des Verhältnisses zwischen PV-Anlagenleistung und Speicherkapazität. Die Bandbreite für die resultierenden Stromgestehungskosten ist deutlich größer als bei den anderen erneuerbaren Energietechnologien, da drei Parameter variiert werden: die Investitionskosten für die PV-Anlage, die Investitionskosten für den Batteriespeicher und die Einstrahlung. Die geringsten Stromgestehungskosten entstehen somit bei niedrigen Investitionskosten und hoher Einstrahlung. Die höchsten Stromgestehungskosten treffen auf Anlagen mit hohen Investitionskosten und geringer Einstrahlung zu. Die Vollastzyklen des Batteriespeichers wurden in allen Fällen gleich (nach Tabelle 2) angenommen, da dieser Wert nur eine Schätzung darstellt und der Einfluss auf den LCOE sehr gering ist. Die Kostenannahmen sind in Tabelle 1 angegeben, weitere Eingangsparameter sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Die Stromgestehungskosten steigen mit größeren Batteriekapazitäten, da eine größere Batterie höhere Investitionskosten bei gleichbleibender oder durch die Batterieverluste sogar leicht sinkender Stromerzeugung bedeuten. Die Bandbreite wächst mit zunehmender Batteriekapazität, da dadurch ein steigender Anteil für Batterieinvestitionskosten in die Rechnung einbezogen wird. Die Kapazität des Batteriespeichers hat eine geringere Auswirkung auf den niedrigen Wert der

Stromgestehungskosten und einen größeren Einfluss auf die Obergrenze. Dies ist durch die Multiplikation der spezifischen Batteriespeicherkosten mit der Batteriegröße begründet. Beim angenommenen PV-Batterie-Verhältnis von 1:1 (100% in der Grafik) liegen die Stromgestehungskosten für kleine PV-Batteriesysteme zwischen 8,33 und 19,72 €Cent/kWh. Bei einer halbierten Batteriespeichergöße (50%) sinken die Stromgestehungskosten auf 7,06 bis 15,32 €Cent/kWh. Bei einer größeren Batteriespeicherkapazität steigen die Stromgestehungskosten auf 9,63 bis 24,23 €Cent/kWh an. Für große PV-Dachanlagen mit Batteriespeicher, bei denen eine große Bandbreite der in der Praxis umgesetzten Systemkonfigurationen vorliegt, sinken die Stromgestehungskosten auf 5,41 bis 11,61 €Cent/kWh für eine geringe Batteriespeichergöße (Kapazität ist 20% der PV-Anlagenleistung) und steigen auf 7,76 bis 17,24 €Cent/kWh für eine größere Batteriespeichergöße (80%). Für Großspeicher wurde ein PV-Batterie-Verhältnis von 3:2 angenommen (67%), an dieser Stelle werden zwei geringere Batteriespeichergößen untersucht. Die Stromgestehungskosten können dabei auf 4,71 bis 8,85 €Cent/kWh (50%) bzw. 4,18 bis 7,79 €Cent/kWh (33%) sinken.

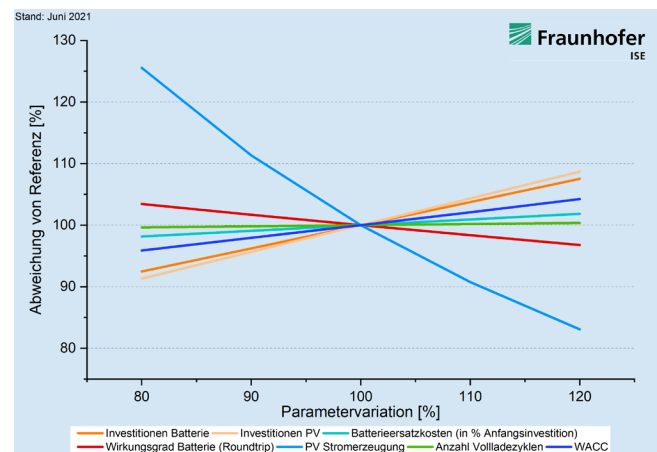


Abbildung 10: Sensitivitätsanalyse für PV-Dach-Kleinanlagen mit Batteriesystem bei einer horizontalen Globalstrahlung von 1120 kWh/(m²a), einer PV-Investition von 1300 EUR/kWp, einer Batterieinvestition von 850 EUR/kWh und Batteriewechselkosten von 45% der Anfangsinvestition.

Die Sensitivitätsanalyse für die Stromgestehungskosten von PV-Batteriesystemen zeigt, wie bei der Analyse für PV-Systeme, eine starke Abhängigkeit von der Einstrahlung. Einem starken Einfluss haben ebenfalls die Investitionskosten, wobei die Investitionen für PV einen größeren Einfluss haben als die Investitionen für die Batterie, aufgrund der größeren Absolutwerte (1300 EUR/kWp im Vergleich zu 850 EUR/kWh). Der Einfluss des WACCs auf die Stromgestehungskosten ist, wie bei PV, aufgrund der teilweise großen Unterschiede des Absolutwertes möglicherweise auch höher als hier dargestellt. Einem geringeren Einfluss haben der Wirkungsgrad und die Anzahl der Vollastzyklen des Batteriespeichers.

Ein großer Anteil der heute installierten stationären Batteriespeicher basiert auf der Lithium-Ionen-Technologie. Die weltweit kumulierte Kapazität von Lithium-Ionen-Batterien wird für das Jahr 2019 auf 195 GWh geschätzt. Davon hatten elektrische Fahrzeuge allerdings den größten Anteil und auch das größte jährliche Wachstum. Die Preise für stationäre Batteriespeicher werden daher auch stark durch den Fahrzeugmarkt beeinflusst. Die Unterhaltungselektronik hat ebenfalls einen großen Marktanteil, aber ein langsames Wachstum. Stationäre Energiespeicher hatten einen Marktanteil von weniger als 5% am Gesamtmarkt, jedoch mit steigender Tendenz. Für alle drei Anwendungsfälle – PV-Heimspeicher, Gewerbe- und Industriespeicher sowie Großspeicher in Deutschland – wird ebenfalls von einem starken weiteren Wachstum ausgegangen. Somit wird die Preisreduktion gleichzeitig durch einen wachsenden weltweiten Markt als auch steigende Installationszahlen in Deutschland getrieben.

Windenergieanlagen

Von den erneuerbaren Energien ist die Windkraft diejenige, die am längsten schon eine hohe Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventioneller Stromerzeugung aufweist, entsprechend stark ist ihre weltweite Marktpenetration. Die fünf wichtigsten Märkte für Neuinstallationen im Jahr 2019 waren China, die USA, das Vereinigte Königreich, Indien und Spanien, diese fünf Märkte machten zusammen 70 Prozent der weltweiten Installation aus. Jedoch gibt es in den meisten Regionen Märkte für WEA mit einem beständigen wenn auch unspektakulären Wachstum (GWEC 2020b).

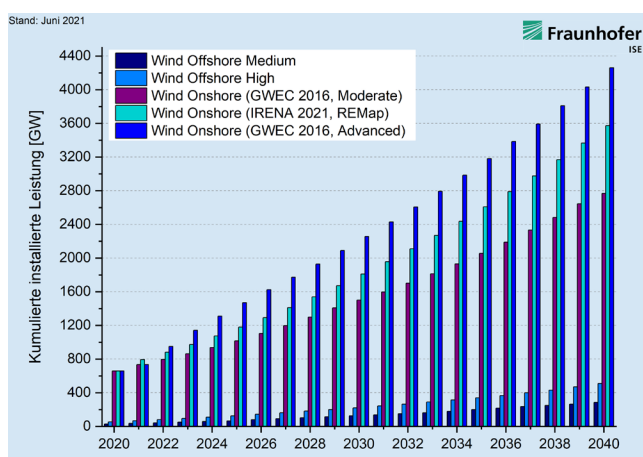


Abbildung 11: Marktprognosen kumulierter Windkraft 2020-2040 nach (GWEC 2016; IRENA 2021b).

Bis Ende 2020 stieg die Gesamtkapazität aller installierten Windkraftanlagen auf ein Volumen von mehr als 730 GW. Der

Markt zeigte in der Vergangenheit ein kontinuierliches Wachstum. Es wird erwartet, dass die Gesamtkapazität der Onshore-Windenergie im Jahr 2030 gut 1500 GW und im Jahr 2040 etwa 3500 GW erreicht (GWEC 2016; IRENA 2021b). Für die Offshore-Windkraftanlagen wird eine weltweite Gesamtkapazität von 200 GW im Jahr 2030 und im Jahr 2050 knapp 1000 GW angenommen (GWEC 2020a; IRENA 2021b). Der Anteil der Windkraft an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland beträgt im Jahr 2020 27%, wovon 21,7% auf Onshore-Windkraftanlagen fällt. Bei der regenerativen Stromerzeugung hat die Windkraft 2020 mit 53% weiterhin den größten Anteil (Fraunhofer ISE 2021a).

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 7,8 m/s gesprochen. Schwachwindstandorten 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.

Derzeit lässt sich beobachten, dass Hersteller von Windkraftanlagen vermehrt größere Turmhöhen sowie eine Erhöhung der überstrichenen Rotorfläche im Verhältnis zur Generatorleistung anstreben. Dies geht mit einem Streben nach einer Ertragserhöhung einher, wodurch eine wirtschaftliche Nutzung an windschwächeren Standorten ermöglicht werden soll. Größere Turmhöhen und längere Rotorblätter führen jedoch auch zu höheren Material- und damit Installationskosten, die sich nur durch eine signifikante Erhöhung der Volllaststunden rechtfertigen und dadurch die Investition profitabel werden lassen. Durch die technische Weiterentwicklung ist bei zukünftigen Anlagen eine Steigerung der Volllaststunden zu erwarten, weswegen eine jährliche Erhöhung der Volllaststunden in der Berechnung von Stromgestehungskosten für Windkraftanlagen angenommen wird.

Die Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen werden für Standorte mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s bzw. 6,4 m/s berechnet. Am ersten Standort werden so 1800 und am zweiten 2500 Volllaststunden pro Jahr erreicht. Sehr gute Windstandorte an den Küsten sind durch einen Standort mit 7,8 m/s und einer Volllaststundenzahl von 3200 abgedeckt.

Wie in Abbildung 12 dargestellt, liegen die Stromgestehungskosten für Onshore-WEA an küstennahen Starkwindstandorten mit 3200 Volllaststunden zwischen 3,94 €Cent/kWh und 5,01 €Cent/kWh. Standorte mit einem schwächeren Windangebot erzielen Stromgestehungskosten von 6,38 bis 8,29 €Cent/kWh, abhängig von den spezifischen Investitionen. Wenn an dem betreffenden Standort 2500 Volllaststunden erreicht werden können, liegen die Stromgestehungskosten mit Werten zwischen mit 4,82 bis 6,19 €Cent/kWh unter den Stromgestehungskosten von neuen Steinkohle bzw. Braunkohlekraftwerken. Im Vergleich zu den Kosten der Vorgängerstudie ist in Deutschland im Jahr 2021 keine signifikante Veränderung der Stromgestehungskosten zu beobachten, insbesondere aufgrund der leicht stagnierenden Installationskosten.

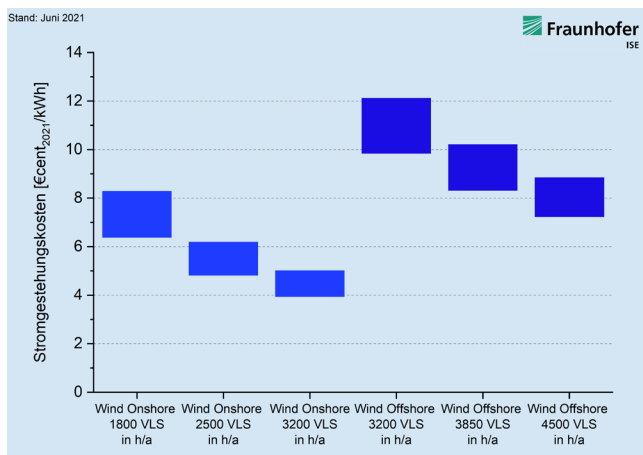


Abbildung 12: Stromgestehungskosten für WEA nach Standort und Volllaststunden im Jahr 2021.

Demgegenüber zeigt die Analyse aktueller Offshore-WEA auch für Standorte mit höheren Volllaststunden (bis zu 4500 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 und niedrigeren Wartungskosten wegen zuverlässigeren Anlagen zu rechnen. Derzeit erreichen Offshore-WEA an sehr guten Standorten Stromgestehungskosten von 7,23 bis 8,85 €Cent/kWh (Abbildung 12). 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 (3200 h) erzielen Stromgestehungskosten von 9,84 bis 12,13 €Cent/kWh. Damit liegen Offshore-WEA unter fast allen Bedingungen (und Standorten) über den Stromgestehungskosten für Onshore-WEA, mit Ausnahme von Offshore-Standorten mit sehr hoher Windgeschwindigkeit, an denen Offshore-WEA vergleichbare

Stromgestehungskosten mit Onshore-WEA haben. 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 Umweltschutzauflagen eingehalten werden. Technologiespezifischen Risiken führen zu höheren Kapitalkosten sowie Sicherheitsforderungen seitens der Fremdkapitalgeber, woraus immer noch höhere WACC für Offshore-Projekte im Vergleich zu Onshore-Windparks resultieren.

Zwar gibt es einen deutlichen Spielraum für Kostensenkungen bei Offshore-WEA, allerdings erscheint die Erreichbarkeit eines mit Onshore-WEA vergleichbaren Niveaus aufgrund des höheren Aufwands für die Installation und Wartung derzeit schwierig. Jedoch zeigen die letzten Jahre, dass mit der Realisierung von zahlreichen Projekten die Kosten der Projekte schneller sinken als in früheren Studien erwartet. Zum Beispiel haben die neuesten Offshore-Windparks, die in letzter Zeit in Betrieb genommen worden sind oder noch im Bau sind, wie Arcona-Becken, Albatros, Borkum II und Hohe See alle spezifische Installationskosten von weniger als 4000 EUR/kW, was deutlich unter den teuersten Projekten liegt, die in der früheren Studie berichtet wurden. Gleichzeitig profitieren Offshore-Anlagen auch davon, dass sie häufig Strom einspeisen können, wenn andere EE-Anlagen gerade keine Erzeugungsmengen zur Verfügung stellen können. Hieraus wird sich in den kommenden Jahren ein ökonomischer Vorteil herausstellen.

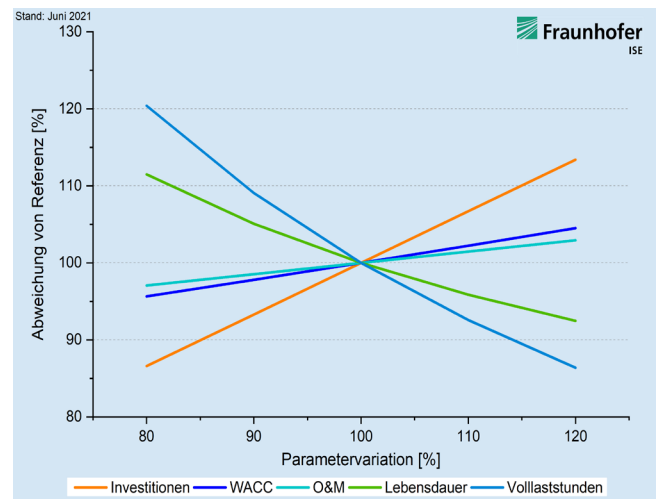


Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse Onshore-WEA mit 2500 Volllaststunden, spezifische Investition von 1600 EUR/kW.

Die Sensitivitätsanalyse für Onshore-WEA identifiziert Einsparungen bei der Anlageninvestition als primäres Ziel zukünftiger Kostenreduktionspotentiale. Wie bei der PV reagiert die Sensitivitätsanalyse auf diese Parameter am stärksten. Darüber hinaus kann auch die Senkung der Wartungskosten einen wichtigen Beitrag liefern.

Bioenergieanlagen

Der Markt für Biogasanlagen ist von zahlreichen Höhen und Tiefen geprägt. Während zwischen den Jahren 2009 und 2011 jährlich etwa 600 MW zugebaut wurden, lag der durchschnittliche Zubau in den folgenden Jahren bis 2019 lediglich bei etwa 260 MW. Im Jahr 2019 lag die gesamte installierte Leistung von Biogasanlagen bei gut 5000 MW in Deutschland (Fachverband Biogas 2020). Trotz des Zubaus an Biogasanlagen und deren Leistungserhöhung in Deutschland lässt sich in den letzten Jahren keine erhebliche Reduktion der spezifischen Investitionskosten feststellen. Es wird daher keine Lernrate für Biogasanlagen angesetzt.

Bei der Nutzung von fester Biomasse zur Stromerzeugung kam es insbesondere nach der Einführung des EEG zu einem dynamischen Wachstum. Die Zahl neu in Betrieb genommener Bioenergieanlagen mit fester Biomasse hat sich jedoch seit dem Jahr 2014 nur geringfügig erhöht (Fraunhofer IEE 2019). Die installierte Leistung biogener Festbrennstoffe zur Stromerzeugung machte Ende 2020 in etwa 1,5 GW aus (AGEE-Stat 2021). Ähnlich wie für Biogasanlagen wird auch für Anlagen mit Verwendung von fester Biomasse keine Lernrate für die Technologie angesetzt.

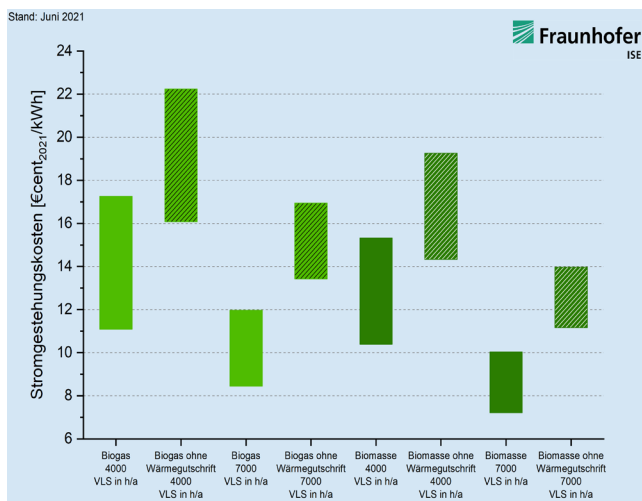


Abbildung 14: Stromgestehungskosten von Biomasse- und Biogaskraftwerken mit und ohne Wärmeauskopplung bei unterschiedlichen Volllaststunden im Jahr 2021.

In dieser Studie wird anders als in der letzten Studie (Kost et al. 2018) die Wärmeauskopplung für die Bioenergieanlagen mit-spezifiziert. Eine Wärmegutschrift ist daher in den Stromgestehungskosten mitberücksichtigt.

In Abbildung 14 sind die Stromgestehungskosten von großen Biomasseanlagen mit fester Biomasse und Biogasanlagen ($> 500 \text{ kW}_{el}$) für unterschiedliche Volllaststunden mit und ohne Berücksichtigung der Wärmeauskopplung dargestellt. Zudem fließen die spezifischen Investitionen mit Werten zwischen 2500 EUR/kW und 5000 EUR/kW für Biogasanlagen so-

wie 3000 EUR/kW und 5000 EUR/kW für feste Biomasse in die Berechnung ein. Durch die Berücksichtigung der Wärmeauskopplung und somit einer Wärmegutschrift ist eine deutliche Reduktion der Stromgestehungskosten zu beobachten. Für Biogasanlagen mit hohen Volllaststunden und niedrigen spezifischen Investitionen ergeben sich unter Berücksichtigung der Wärmeauskopplung, bei einem eigen Wärmebedarf von 25%, Stromgestehungskosten von 8,45 €Cent/kWh, während die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen ohne Wärmeauskopplung mit 13,43 €Cent/kWh deutlich höher ausfallen. Die Stromgestehungskosten für Biogasanlagen mit niedrigen Volllaststunden und hohen spezifischen Investitionen liegen dabei mit und ohne Wärmeauskopplung bei jeweils 17,26 €Cent/kWh und 22,24 €Cent/kWh. Für Anlagen unter Verwendung fester Biomasse ergeben sich für hohe Volllaststunden und niedrigen spezifischen Investitionen mit und ohne Wärmeauskopplung Stromgestehungskosten von jeweils 7,22 €Cent/kWh und 11,15 €Cent/kWh. Bei niedrigen Volllaststunden und hohen spezifischen Investitionskosten hingegen ergeben sich mit und ohne Wärmeauskopplung deutlich höhere Stromgestehungskosten von jeweils 15,32 €Cent/kWh und 19,26 €Cent/kWh.

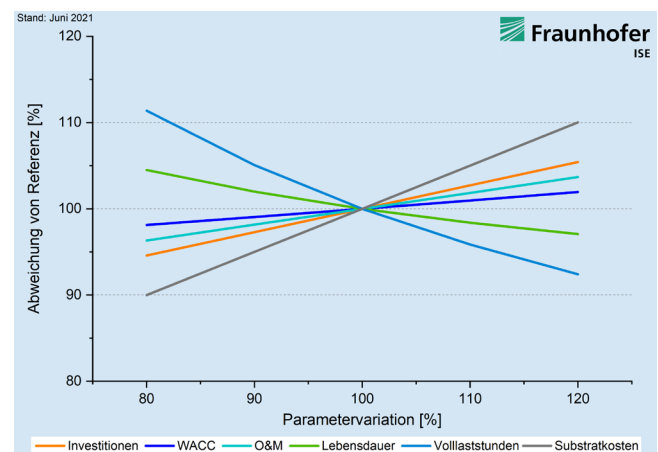


Abbildung 15: Sensitivitätsanalyse für Biogasanlagen mit spezifischer Investition von 2500 EUR/kW und 6000 Volllaststunden.

Aus der Sensitivitätsanalyse der Biogasanlagen in Abbildung 15 geht hervor, dass Substratkosten der größte Bestimmungsfaktor der Stromgestehungskosten sind, aber auch, dass die Volllaststunden und Investitionskosten einen großen Einfluss auf die Höhe der Stromgestehungskosten haben. So sinken die Stromgestehungskosten um gut 0,49 €Cent/kWh im Vergleich zum Referenzfall, wenn die Volllaststunden um 20% erhöht werden. Im Vergleich sinken die Stromgestehungskosten um 0,90 €Cent/kWh, wenn die Substratkosten um 20% verringert werden. Daraus lässt sich schließen, dass ein Einsatz von ausschließlich Gülle und landwirtschaftlichen Reststoffen als Substrat die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen weiter senken können. Geringere Auswirkung auf die Stromgestehungskosten weisen eine Veränderung der Lebensdauer, WACC und der O&M Kosten auf.

Abbildung 16 zeigt, dass sich bei Bioenergieanlagen mit Verbrennung von fester Biomasse neben den Substrat- und Investitionskosten insbesondere die Volllaststunden stark auf die Stromgestehungskosten auswirken. Bei einer Verringerung der Volllaststunden um 20% resultiert eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um 0,82 €Cent/kWh. Durch die Variation der Substrat- und Investitionskosten ergibt sich auch hier ebenfalls ein starker Einfluss. Reduziert man die Investitionskosten um 20%, sinken die Stromgestehungskosten um 0,59 €Cent/kWh, während bei einer Reduktion um 20% der Substratkosten die Stromgestehungskosten um 0,52 €Cent/kWh steigen. Am wenigsten ändern sich die Stromgestehungskosten durch die Variation der Parameter WACC und O&M Kosten.

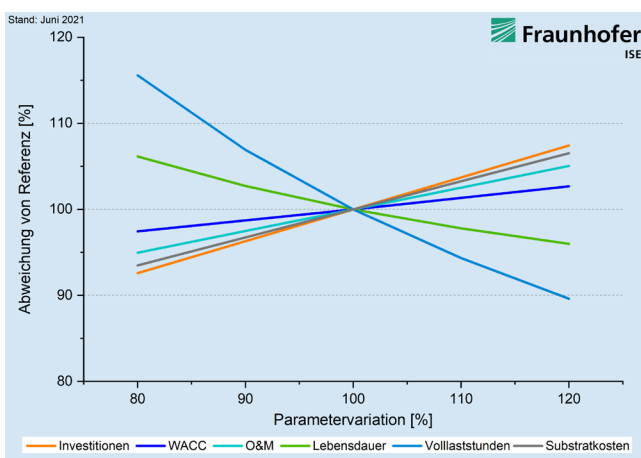


Abbildung 16: Sensitivitätsanalyse für Biomassekraftwerke mit spezifischer Investition von 3000 EUR/kW und 6000 Volllaststunden.

Konventionelle Kraftwerke

Marktentwicklung und Prognose

Kohlekraftwerke hatten im Jahr 2019 an der weltweit installierten Kraftwerksleistung mit rund 2124 GW einen Anteil von etwa 28%. Weltweit wird die größte Menge an Strom durch Kohlekraftwerke produziert (37%) (IEA 2020). Die größte Menge an Kohlestrom produziert China. Zugleich ist China im Jahr 2019 mit 52% des gesamten Kohlekonsums der größte Konsument. Der zweitgrößte Markt liegt in Indien, gefolgt von den USA. Zum Vergleich: Der Gesamtkohleverbrauch von Europa war mit ca. 7% ähnlich hoch wie der der USA (bp 2020).

Während im Jahr 2012 die Nettostromerzeugung durch Braunkohle in Deutschland noch bei 30% und die der Steinkohle bei 22% lag (BNetzA 2018), beträgt der Anteil der Braunkohle an der Nettostromerzeugung 2020 nur noch 16,8% und der der Steinkohle etwa 7,3% (Fraunhofer ISE 2021a). Die installierte Leistung von Braunkohlekraftwerken ist mit 20,3 GW seit dem Jahr 2002 nahezu konstant, während die installierte Leistung

von Steinkohlekraftwerken leicht von über 28 GW im Jahr 2002 auf 23,7 GW im Jahr 2020 gesunken ist (Fraunhofer ISE 2021a). Laut des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) wird Deutschland bis 2038 aus der Kohleverstromung aussteigen. Allerdings wird es jeweils 2026, 2029 und 2032 überprüft, ob die Stilllegungen vorgezogen werden können, um den kompletten Ausstieg bereit im Jahr 2035 erreicht werden kann (BMU 2021).

In 2019 waren weltweit rund 1788 GW an Gaskraftwerkskapazität installiert. Gaskraftwerke haben nach Kohlekraftwerken global damit mit 23% den zweitgrößten Anteil an der Stromproduktion. Produziert wurde eine Strommenge von 6317 TWh (IEA 2020). Über die Hälfte aller Gaskraftwerke sind in den OECD-Staaten installiert. Die OECD-Staaten Amerikas haben dabei einen Anteil von 27% der weltweit installierten Kapazität, gefolgt von OECD Europa (15%) und OECD Asien (9%). In den nicht OECD-Ländern hat Russland, bedingt durch große Gasreserven, mit 7% die größte installierte Kapazität an Gaskraftwerken, der mittlere Osten insgesamt hat einen Anteil von 14%. In China sind 4% und in Indien 2% der weltweiten Leistung installiert.

Im 2020 trugen Gaskraftwerke mit einem Anteil von etwa 11,7% an der Nettostromerzeugung bei (Fraunhofer ISE 2021a). Seit dem Jahr 2002 hat sich die installierte Leistung von Gaskraftwerken in Deutschland von 20,3 GW auf 30,5 GW erhöht. Laut Netzentwicklungsplan wird von einer Zunahme der installierten Gaskapazität bis auf 37,8 GW in 2030 ausgegangen (50Hertz Transmission GmbH et al. 2017).

Preis- und Kostenentwicklung

Die Stromgestehungskosten von Gas- und Kohlekraftwerken sind stark abhängig von den erzielbaren Volllaststunden. In Deutschland erreichen Braunkohlekraftwerke derzeit (Jahr 2020) Volllaststunden zwischen 5300 und 7300, Steinkohlekraftwerke erzielen Volllaststunden zwischen 2600 und 6200 und GuD-Kraftwerke erzielen Volllaststunden zwischen 3000 und 8000 (Fraunhofer ISE 2021b). 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 CO₂-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, weswegen für die Technologien eine große Bandbreite an Volllaststunden angegeben wurde.

Abbildung 17 zeigt die Stromgestehungskosten für das Jahr 2021 von Braunkohle, Steinkohle, Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) sowie Gasturbinen, jeweils für die Bandbreite an Volllaststunden (siehe Annahmen), den CO₂-Zertifikatspreis aus Tabelle 7, die Brennstoffpreise aus Tabelle 5 sowie für die minimalen und maximalen spezifischen Investitionen aus Tabelle 1.

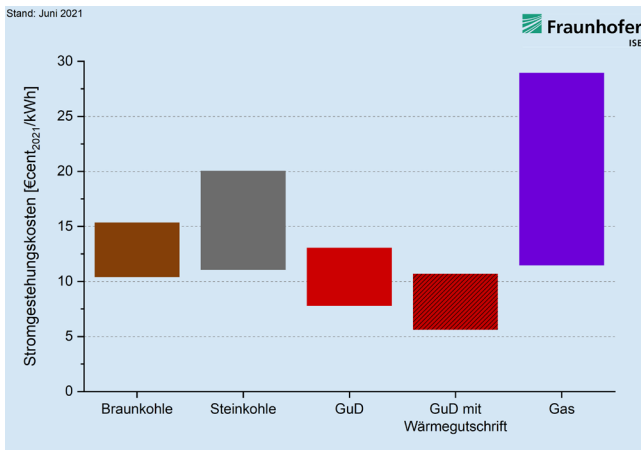


Abbildung 17: Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke im Jahr 2021 mit variierenden CO₂-Zertifikats- und Brennstoffpreisen sowie spezifische Investitionen.

Im Gegensatz zur vorherigen Studie haben unter den fossil betriebenen Kraftwerken neu gebaute GuD-Kraftwerke derzeit die niedrigsten Stromgestehungskosten, die zwischen 7,79 und 13,06 €Cent/kWh liegen (im Vergleich zu potentiell neugebauten Kohlekraftwerken). Vorteile der GuD-Kraftwerke sind deren höhere Flexibilität und die im Vergleich zu Kohlekraftwerken geringen CO₂-Emissionen. Betrachtet man noch die Wärmegutschrift liegen die Stromgestehungskosten bei GuD-Kraftwerken zwischen 5,59 und 10,70 €Cent/kWh. Die Wärmegutschrift errechnet sich aus den Brennstoffkosten, die für die Wärmeerzeugung anfallen würden, steht aber unentgeltlich aus der in der gekoppelten Produktion der elektrisch betriebenen GuD-Kraftwerke erzeugten Wärme zur Verfügung. Die Stromgestehungskosten von potentiell neuen Braunkohlekraftwerken haben eine Bandbreite zwischen 10,38 und 15,34 €Cent/kWh und sind damit etwas teurer als GuD-Kraftwerke. Als klassische Grundlastkraftwerke haben Braunkohlekraftwerke eine sehr geringe Flexibilität der Erzeugung und eignen sich daher nur bedingt zur Flankierung von fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Stromgestehungskosten von potentiell neuen Steinkohlekraftwerken liegen, trotz niedrigerer spezifischer Investition als Braunkohle, mit 11,03 bis 20,04 €Cent/kWh deutlich darüber. Hochflexible Gasturbinen haben bei 11,46 und 28,96 €Cent/kWh noch höhere Stromgestehungskosten, sind jedoch hoch flexibel und aufgrund geringer Anschaffungskosten günstiger bei einer geringeren Auslastung unter 500 Volllaststunden pro Jahr.

Zum Vergleich: Während PV-Freiflächenanlagen an Standorten mit Globalstrahlung von 1300 kWh/(m²a) Stromgestehungskosten von 3,12 €Cent/kWh erreichen, liegen diese für Onshore-WEA an Standorten mit 3200 Volllaststunden bei 3,94 €Cent/kWh. Damit liegen die Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen und Onshore-WEA deutlich unterhalb der Erzeugungskosten für Strom aus allen konventionellen Kraftwerken. Tatsächlich sind auch die Stromgestehungskosten von kleinen PV-Aufdachanlagen an guten Standorten im Süden und in Mitteldeutschland deutlich günstiger als die Stromgestehungskosten aller anderen (neu zu bauenden) konventionellen Kraftwerke. Abbildung 17 macht deutlich, dass die Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke in hohem Maße von den erreichbaren Volllaststunden abhängen. Bei GuD-Kraftwerken ergibt sich durch die +/- 20% Variation der Volllaststunden eine Differenz zu mittleren Stromgestehungskosten von ungefähr +/- 0,8 €Cent/kWh. Auch die spezifischen Investitionen haben einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten, welcher bei GuD-Kraftwerken bei niedrigen Volllaststunden zu einer Differenz der LCOE von 0,55 €Cent/kWh führt.

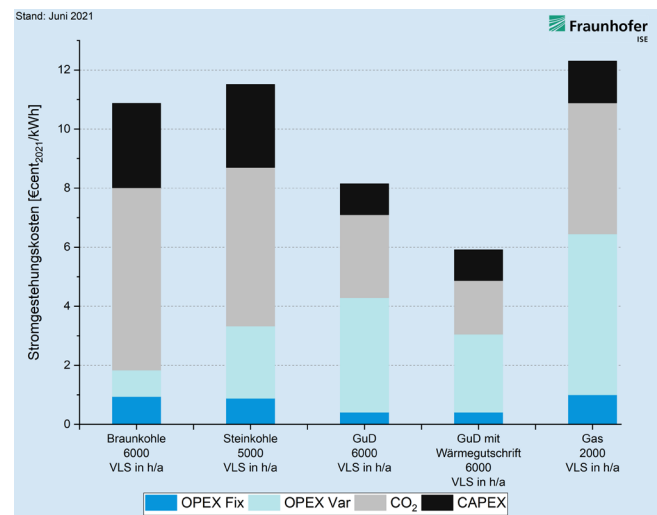


Abbildung 18: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke im Jahr 2021 mit unterem CO₂-Zertifikatspreisen sowie spezifischen Investitionen.

Abbildung 18 zeigt die Komponenten der Stromgestehungskosten für die konventionellen Kraftwerke, aufgeschlüsselt in fixe und variable Betriebskosten, CO₂-Zertifikatskosten und Kosten für den Bau der Anlage. Es ist zu erkennen, dass die CO₂-Zertifikatskosten bei Kohlekraftwerken den höchsten Kostenanteil haben, während bei Gaskraftwerken der Gaspreis den höchsten Anteil einnimmt, gefolgt von den CO₂-Zertifikatskosten. Ohne Berücksichtigung der CAPEX wird deutlich, dass die Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken in Deutschland bereits teurer sind als PV-Groß- und Freiflächenanlagen sowie Onshore-WEA an guten Standorten. Die Betriebskosten von Stein- und Braunkohlekraftwerken sind sogar deutlich höher als die Stromgestehungskosten von neu errichteten PV Kleinanlagen und auch Offshore WEA.

In Zukunft werden, bedingt durch einen höheren Anteil von erneuerbar erzeugtem Strom, den zu erwartenden Kohleausstieg sowie voraussichtlichen Ausstieg aus dem fossilen Erdgas, die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke extrem 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 CO₂-Zertifikatspreise zurückzuführen, andererseits den zu erwartenden, deutlich niedrigeren Volllaststunden geschuldet. Es ist davon auszugehen, dass nicht unbedingt die billigste konventionelle Erzeugungsform am Markt bestehen wird, sondern diejenige, die eine hohe Flexibilität in Bezug auf Anfahr- und Abfahrvariabilität aufweisen kann, also vorzugsweise Kraftwerke basierend auf Erdgas und weiter in der Zukunft eventuell Kraftwerke betrieben mit Wasserstoff.

5. PROGNOSE DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BIS 2040 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 2040 aufbaut. Für die Photovoltaik- und Windtechnologie konnte in den vergangenen 20 Jahren jeweils eine durchschnittliche Lernrate (LR) bzw. Progress Ratio (PR = 1 - Lernrate) beschrieben werden. Die Investitionen pro Watt von PV-Modulen sanken in der Vergangenheit einer LR von 25% folgend. Für die Prognose der zukünftigen Entwicklung der Stromgestehungskosten von PV-Systemen wird mit einer LR von 15% gerechnet, wie von (Wirth 2021) vorgeschlagen. Im Vergleich dazu werden für Onshore-WEA eine Lernrate von 5% und 7% für Offshore-WEA angesetzt (Tsiropoulos et al. 2018), was einer Progress Ratio von 95% bzw. 93% entspricht (bei Windenergie wird jedoch gleichzeitig eine Erhöhung der Strommenge (Volllaststunden) über die Zeit angenommen). Für Batteriespeicher liegen aufgrund der kleinen Marktgröße und unterschiedlichen Verwendungsmöglichkeiten für Batteriesysteme keine bisher keine verlässlichen Daten zur LR vor. Es wurden daher Annahmen für die Preisreduktion bis zu den Jahren 2030 und 2040 getroffen (siehe Tabelle 8).

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 (LR), aktuellen spezifischen Investitionen (EUR/kW) und Standortbedingungen (Abbildung 19).

Fast alle heute neuinstallierten PV-Anlagen in Deutschland können Strom für unter 11,50 €Cent/kWh erzeugen. Bei einer jährlichen Einstrahlung (GHI) von 950 kWh/(m²a) fallen die Kosten selbst für kleinere Aufdachanlagen bis 2024 unter die Marke von 10 €Cent/kWh bzw. unter 8 €Cent/kWh bis 2027. Größere Freiflächenanlagen erzeugen bei einer jährlichen Einstrahlung von 1300 kWh/(m²a) ihren Strom schon heute für 3,5 €Cent/kWh. Im Jahr 2040 liegen die Stromgestehungskosten zwischen 3,58 und 6,77 €Cent/kWh bei kleinen PV-Dachanlagen und zwischen 1,92 und 3,51 €Cent/kWh bei Freiflächenanlagen. Große PV-Dachanlagen in Deutschland erzeugen in 2040 Strom zu Gestehungskosten zwischen 2,85 und 6,02 €Cent/kWh. Die Anlagenpreise für PV sinken bis 2040 bei Freiflächenanlagen auf unter 350 EUR/kW und bei Kleinanlagen auf bis zu 615 bis 985 EUR/kW.

Die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme können sich bis zum Jahr 2040 um ca. 40% reduzieren. Zu berücksichtigen ist, dass diese Werte für ein gleichbleibendes Verhältnis von PV-Anlagenleistung zu Batteriespeicherkapazität berechnet wurden. Mit sinkenden Batteriespeicherpreisen könnte sich das Verhältnis allerdings noch zu größeren Batteriekapazitäten verschieben. Bei gleichbleibendem Verhältnis können sich die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme bis 2040 auf 4,60 bis 12,01 €Cent/kWh für Kleinanlagen, 3,44 bis 8,79 €Cent/kWh für große Aufdachanlagen und 2,56 bis 6,04 €Cent/kWh für Freiflächenanlagen verringern.

CAPEX [EUR/kWh]	2021 niedrig	2021 hoch	2030 niedrig	2030 hoch	2040 niedrig	2040 hoch
Batteriespeicher für PV Dach Kleinanlagen (≤ 30 kWp, 1:1)	500	1200	300	960	200	720
Batteriespeicher für PV Dach Großanlagen (30 kWp – 1 MWp, 2:1)	600	1000	360	750	180	600
Batteriespeicher für PV Freiflächenanlagen (ab 1 MWp, 3:2)	500	700	300	530	150	420

Tabelle 8: Annahmen für die Berechnung der Stromgestehungskosten von PV-Batteriesystemen in 2030 und 2040. Gezeigt ist der Batteriespeicherpreis in EUR/kWh Nutzkapazität, inklusive Installation und ohne MWSt.

Je nach Windstandort werden bei Onshore-WEA vergleichbare Preise wie für PV-Anlagen an guten Standorten erreicht. Von derzeitigen Stromgestehungskosten zwischen 3,94 und 8,29 €Cent/kWh sinken die Kosten langfristig auf 3,40 und 6,97 €Cent/kWh. Aufgrund der steigenden CO₂-Zertifikatspreise werden die Stromgestehungskosten für GuD-Kraftwerke im Jahr 2040 zwischen 9,19 und 25,05 €Cent/kWh prognostiziert. Gasturbinen weisen im Jahr 2040 höhere Stromgestehungskosten zwischen 15,29 und 28,69 €Cent/kWh auf. Bei Offshore-WEA dagegen sind durch eine höhere LR etwas größere Kostenreduktionspotentiale vorhanden. Dies kann die Stromgestehungskosten von den deutlich höheren Werten bis 2040 spürbar senken. Die Reduktion der Stromgestehungskosten wird von heutigen Werten zwischen 7,23 und 12,13 €Cent/kWh auf dann gut 5,87 bis 9,66 €Cent/kWh in 2040 erwartet. Die Anlagenpreise liegen dann zwischen 2540 und 3400 EUR/kW. Für Bioenergieanlagen wird von konstanten Stromgestehungskosten ausgegangen, die sich im Bereich 7,22 bis 17,26 €Cent/kWh bewegen. Hierbei sind insbesondere die Verfügbarkeit, die Wärmeauskopplung 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 die Stromgestehungskosten fossiler Anlagen bis 2040 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 inzwischen mit Onshore-Windenergie eine der günstigsten Erzeugungstechnologien (in Bezug auf neue gebaute Kraftwerke) in Deutschland ist. Bei WEA tragen neben der Kostensenkung der Anlagekosten die steigenden Volllaststunden infolge größerer Anlagedimensionen bedeutend zu den niedrigen Stromgestehungskosten bei. Die Analyse der Stromgestehungskosten 2021 zeigt, dass die in den letzten Versionen dieser Studie (2010, 2012, 2013, 2018) präsentierten Prognosen für PV durch das starke Marktwachstum und die erheblichen Preissenkungen für PV-Anlagen sogar noch unterboten werden konnten. Grund hierfür ist unter anderem, dass sowohl die Technologie als auch Finanzierungskosten deutlich günstiger geworden sind.

Da zukünftige Neubauten von Kohlekraftwerken in Deutschland recht unwahrscheinlich sind, werden die Stromgestehungs-

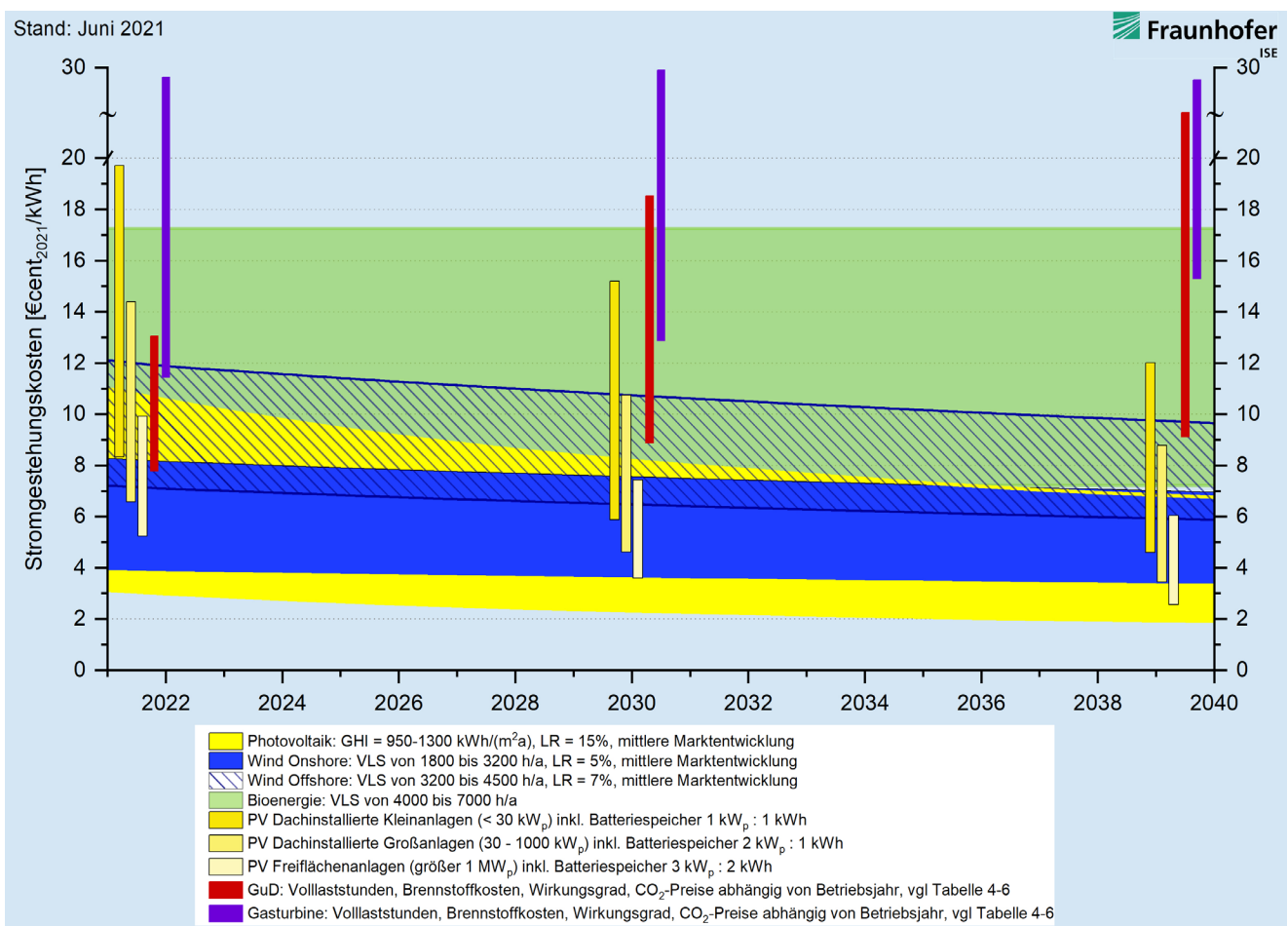


Abbildung 19: Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2040. Berechnungsparameter in Tabelle 1 bis 6. Der LCOE-Wert pro Bezugsjahr bezieht sich jeweils auf eine Neuanlage im Bezugsjahr.

kosten von PV und Onshore-WEA mit den Betriebskosten von bestehenden Braunkohle- und GuD-Kraftwerken für die Jahre 2030 bzw. 2040 in Abbildung 20 verglichen. Die Betriebskosten der konventionellen Kraftwerke setzen sich aus den variablen Betriebskosten, Brennstoffkosten sowie den Kosten für CO₂-Zertifikatspreise zusammen. Bei CO₂-Zertifikatspreisen von rund 35 EUR/t sind die Betriebskosten von Braunkohlekraftwerken niedriger als Onshore-WEA an sehr guten Standorten und so niedrig wie neu errichtete PV-Freiflächenanlagen in Süddeutschland. Doch selbst bei dem niedrigsten prognostizierten CO₂-Zertifikatspreis im Jahr 2030 werden die Betriebskosten eines Kohlekraftwerks teurer als PV-Freiflächenanlagen und Onshore-WEA. Bei Gaskraftwerken liegen die Betriebskosten im Jahr 2030 zwischen 6 und 8 Cent, was annähernd vergleichbar ist mit kleinen PV und Onshore WEA an suboptimalen Standorten in Deutschland. Ein Vergleich im Jahr 2040 zeigt, dass die konventionellen Kraftwerke als Mittel zur Stromerzeugung deutlich teurer sein werden als PV und Onshore-WEA.

Mit den in dieser Studie geschätzten Kosten entsprechen die Stromerzeugungskosten für PV-Freiflächenanlagen langfristig

in Deutschland Werte zwischen 2 und 4 €Cent/kWh, Windkraftwerke etwas darüber. Diese Werte liegen nicht wesentlich über den Werten, für die Strom aus PV und WEA in Regionen mit noch besseren Solar- und Windbedingungen erzeugt werden kann. Derzeit gibt es mehrere Untersuchungen zur Erzeugung von Wasserstoff mit günstigem erneuerbarem Strom, insbesondere in den Regionen Nordafrikas. Es wird häufig davon ausgegangen, dass diese Regionen in der Lage sind, Strom aus PV-Freiflächenanlagen mit Stromerzeugungskosten von 2,5 €Cent/kWh (Hank 2020) zu erzeugen. Basierend auf der Analyse in dieser Studie werden PV-Freiflächenanlagen in Süddeutschland bereits bis 2028 in der Lage sein, diese Kosten zu erreichen. Mit Kosten von weniger als 2 €Cent/kWh ab 2038 stellt sich die Frage wie wettbewerbsfähig in vielen Teilen der Erde (auch in Deutschland) eine Produktion von synthetischen Energieträgern und Wasserstoff möglich ist. Bei ausreichender Verfügbarkeit von Flächen für die Kraftwerke ließe sich dann verbrauchsnahe Wasserstoff erzeugen. Vorteilhaft in dieser Konstellation ist neben der reduzierten Unabhängigkeit von Energieimporten der Wegfall von Transportkosten, die insbesondere bei einer Verflüssigung von Wasserstoff deutlich in die Kosten

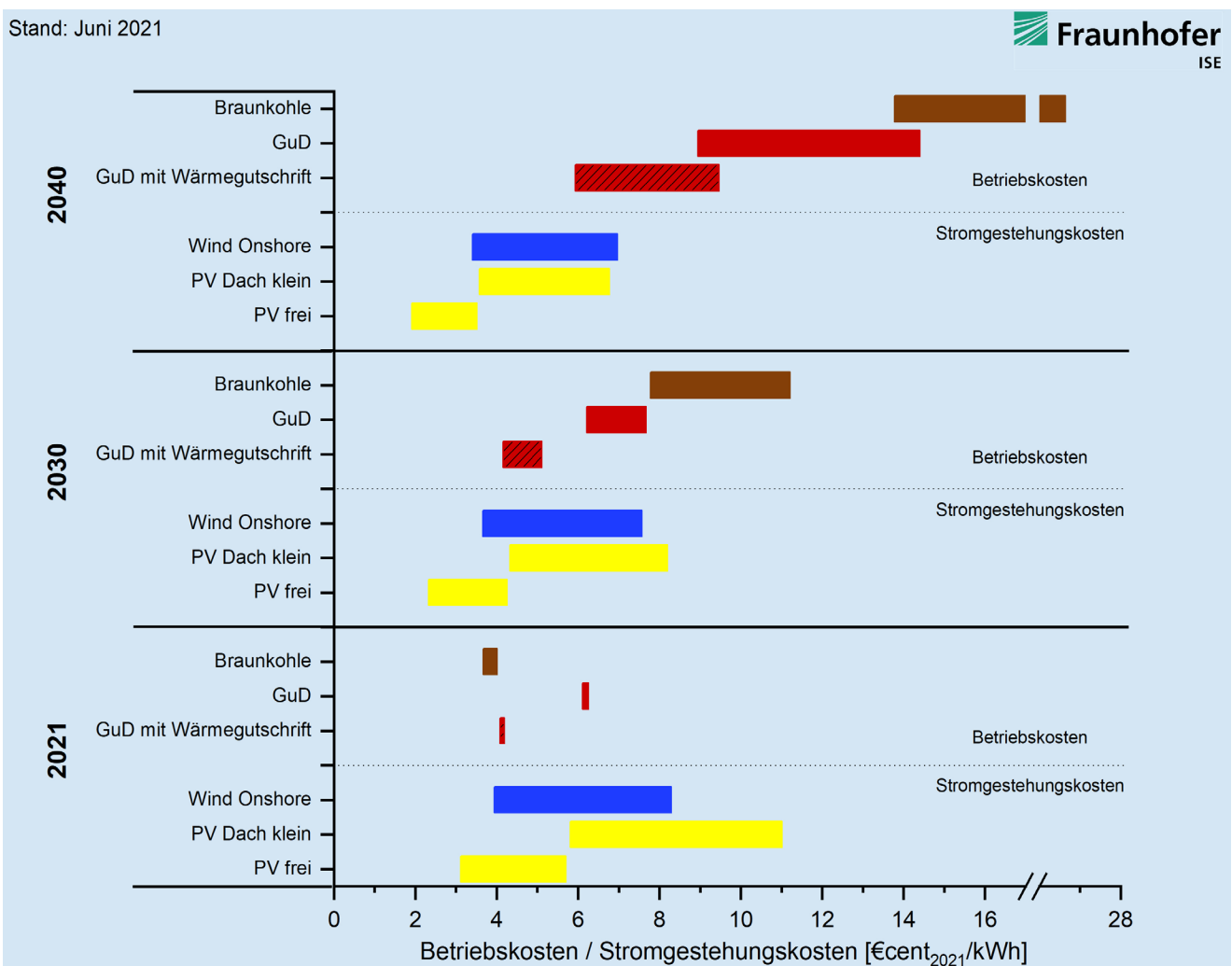


Abbildung 20: Vergleich von Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien mit Betriebskosten von bestehenden konventionellen, fossilen Kraftwerken im Jahr 2021, 2030 und 2040.

einfließen. Mit Kosten von weniger als 2 €Cent/kWh ab 2038 wird die Möglichkeit einer inländischen Wasserstoffproduktion in Deutschland sehr attraktiv, da dies aufgrund der vermiedenen Transportkosten zu günstigeren Kosten von grünem Wasserstoff führen könnte.

Sensitivitätsanalysen der verwendeten Lernkurven für PV und Wind

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

Die Abbildung 21 und Abbildung 22 zeigen für eine unterschiedliche Kombination von Lernrate und Marktszenarien (siehe Tabelle 12 und Tabelle 13) die Bandbreite der Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen und Onshore WEA in Deutschland. Ausgehend von heute niedrigen Kosten zeigen die Werte Schwankungen bis 12% abhängig von den verwendeten Parametern. Dies drückt die Unsicherheit des Lernkurvenmodells aus, wenn unterschiedliche Inputparameter benutzt werden. Gleichzeitig spiegelt es eine potenzielle Bandbreite für die Kostenentwicklung der einzelnen Technologien wider.

Für kleine PV-Systeme an Standorten mit einer GHI von 950 kWh/m²a können im Jahr 2040 Stromgestehungskosten zwischen 3,2 €Cent/kWh und 4 €Cent/kWh je nach Szenariennahme identifiziert werden. Für Onshore-Windenergie sind aufgrund der geringen aktuellen Stromgestehungskosten nur geringfügige zukünftige Kostensenkungen zu erwarten (3,32 - 3,51 €Cent/kWh).

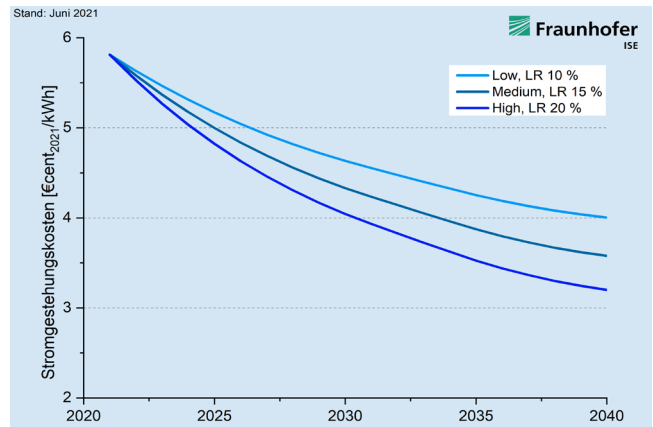


Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von PV-Kleinanlagen, Investitionskosten in 2021 betragen 1000 EUR/kWh, GHI=950 kWh/(m²a).

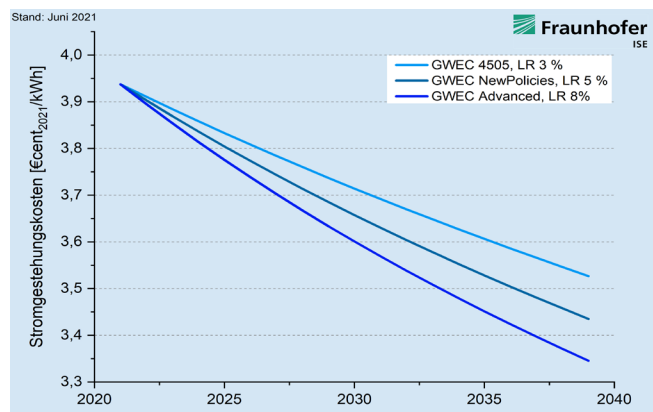


Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von Onshore-WEA, Investitionskosten in 2021 betragen 1400 EUR/kWh, VLS steigen von 3200 h/a in 2021 auf 3520 h/a im Jahr 2040.

6. STROMGESTEHUNGSKOSTEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN IN REGIONEN MIT HOHER EINSTRAHLUNG UND GUTEN WINDGESCHWINDIGKEITEN

In diesem Kapitel werden die Technologien Photovoltaik (PV) und solarthermische Kraftwerke (CSP - Concentrated Solar Power) für Regionen mit höherer Einstrahlung sowie Windkraftanlagen an Standorten mit höheren Volllaststunden als in Deutschland analysiert. Da CSP-Kraftwerke nur unter hoher Direktstrahlung zur Stromerzeugung genutzt werden können, konzentriert sich die Analyse von CSP auf Standorte mit einer Direktnormalstrahlung von 2000 kWh/(m²a) (beispielsweise in Spanien) und Standorte mit 2500 kWh/(m²a) (beispielsweise in den MENA-Staaten). 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. Besonders die Länder mit einer sehr starken Direktnormalstrahlung (DNI) entwickelten umfangreiche Ausbaupläne für CSP-Kraftwerksprojekte (New Energy Update 2017), oftmals in sonnenreichen Wüstengebieten.

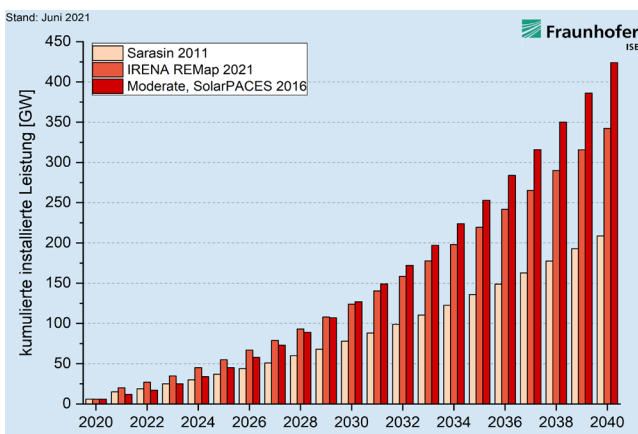


Abbildung 23: Marktprognose solarthermische Kraftwerke 2020-2040, (Sarasin Bank 2011; SolarPACES 2016; IRENA 2021b).

Anfang 2021 sind weltweit CSP-Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 6,5 GW in Betrieb. Weitere Anlagen mit insgesamt 5 GW Kapazität sind derzeit im Bau oder in der Planungs- oder Entwicklungsphase, insbesondere der chinesische Markt hat in den letzten Jahren neue CSP-Kraftwerke anvisiert.

Die Analyse der Stromgestehungskosten für CSP-Kraftwerke stützt sich insbesondere auf die Angaben realisierter Kraftwerksprojekte der Parabolrinnen- und Turmtechnologie in Spanien, in den USA und im Nahen Osten sowie in China. Die Anschaffungskosten für CSP-Anlagen mit integriertem Speicher für 8 Stunden betragen Anfang 2021 zwischen 3000 und 4000 EUR/kWh.

Von den solarthermischen Kraftwerkstechnologien werden die verschiedenen Technologien Parabolrinnenkraftwerke und Turmkraftwerke mit einer Größe von 100-200 MW, die mit thermischem Speicher (8 Stunden) ausgelegt sind, betrachtet. Sie werden vereinfacht als eine Technologie CSP dargestellt. Solarthermische Kraftwerke konzentrieren die Direktnormalstrahlung (Direct Normal Irradiance, DNI) über konzentrierende Spiegelsysteme auf einen Brennpunkt, wo die Wärme dann entweder direkt oder indirekt verwendet wird, um Strom zu erzeugen. Zur Berechnung der Stromgestehungskosten von PV und CSP wurden drei Standorte angenommen. Der erste Standort mit der geringsten Globalstrahlung von 1450 kWh/(m²a) wurde nur für ein PV-Anlage untersucht, da die Direktstrahlung an diesem Standort zu gering ist. Deshalb wird die CSP-Technologie nur an Standorten mit einer hohen Direktnormalstrahlung von 2000 kWh/(m²a) und 2500 kWh/(m²a) analysiert. PV-Anlagen werden an entsprechenden Standorten mit einer Globalstrahlung (GHI) von 1800 kWh/(m²a) und 2000 kWh/(m²a) untersucht.

Für Windkraftanlagen wurden Standorte mit sehr guten Windbedingungen genutzt. Diese Standorte sind bei Onshore-Windkraft in Küstennähe vom Atlantik oder der Nordsee in Europa mit 3000 bis 4000 Volllaststunden anzutreffen. Bei Offshore Windkraftanlagen können teilweise in Europa in Seegebieten mit sehr hohen Windgeschwindigkeiten in der Nordsee und Atlantik um Großbritannien Volllaststunden von 4000 bis 5000 erreicht werden.

Im reinen Kostenvergleich für das Jahr 2021 von PV-Anlagen ohne Batteriespeicher und CSP-Kraftwerken mit integriertem Wärmespeicher an Standorten mit hoher Einstrahlung (DNI) von

2000 kWh/(m²a)) 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 h) bei unter 6 €Cent/kWh, während PV-Freiflächenanlagen bei gleicher Einstrahlung Stromgestehungskosten von unter 2,5 €Cent/kWh erreichen.

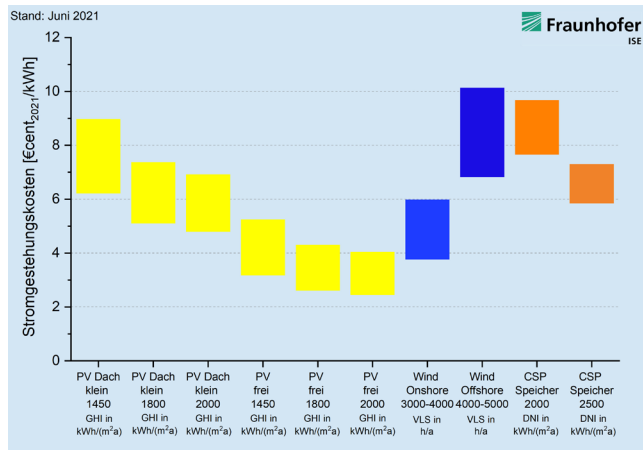


Abbildung 24: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien an Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung und guten Windgeschwindigkeiten im Jahr 2021.

Die Stromgestehungskosten der analysierten CSP-Kraftwerke mit Speicher liegen bei einer DNI von 2000 kWh/(m²a) zwischen 7,66 €Cent/kWh und 9,67 €Cent/kWh. In Regionen mit höherer Sonneneinstrahlung von bis zu 2500 kWh/(m²a) wie in MENA-Staaten oder den Wüsten in Kalifornien, können Stromgestehungskosten von 5,85 bis 9,67 €Cent/kWh für CSP-Kraftwerke erreicht werden.

Für Onshore-WEA an guten Windstandorten wie im Nordosten Großbritanniens können LCOE von 4 bis 6 €Cent/kWh erreicht werden, was fast vollständig unter den Kosten von CSP liegt, aber höher als PV in den MENA-Regionen mit hoher Einstrahlung. Die Kosten für Offshore liegen etwas höher zwischen 5 und 7 €Cent/kWh in der Nordsee an der schottischen Küste.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass um 20% geringere Investitionen im Vergleich zum Referenzfall (7,57 €Cent/kWh) zu Stromgestehungskosten von 6,36 €Cent/kWh führen würden (siehe Abbildung 25). Eine höhere DNI hat einen ähnlich starken, positiven Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

PV-Anlagen	Globalstrahlung [kWh/(m ² a)]	Einstrahlung auf PV-Module bei optimalem Neigungswinkel [kWh/(m ² a)]	Stromerzeugung pro 1 kWp [kWh/a]
Südfrankreich	1450	1670	1380
Südspanien	1800	2070	1680
MENA	2000	2300	1790

CSP-Kraftwerk	Globalstrahlung [kWh/(m ² a)]	Direktnormalstrahlung (DNI) [kWh/(m ² a)]	Stromerzeugung pro 1 kW [kWh/a]
Südspanien	1800	2000	3300
MENA	2000	2500	4050

Windkraftanlagen	Windgeschwindigkeit [m/s]	Volllaststunden [h]	Stromerzeugung pro 1 kW [kWh/a]
Wind-Onshore	7,5 - 9,5	3000 - 4000	3000 - 4000
Wind-Offshore	9,5 - 11	4000 - 5000	4000 - 5000

Tabelle 9: Jahreserträge an typischen Standorten von PV und CSP (Quelle: Fraunhofer ISE).

Zur Berechnung wurden folgenden Annahmen für die Technologien getroffen.

	PV Dachanlagen (< 30 kWp)	PV Freifläche (ab 1000 kWp)	CSP	Wind onshore	Wind offshore
Lebensdauer [Jahre]	30	30	35	25	25
Anteil Fremdkapital	80%	80%	70%	80%	70%
Anteil Eigenkapital	20%	20%	30%	20%	30%
Zinssatz Fremdkapital	5,0%	5,0%	6,5%	5,5%	6,5%
Rendite Eigenkapital	7,0%	8,5%	11%	9,0%	10,0%
WACC nominal	5,4%	5,7%	7,9%	6,2%	7,6%
WACC real	3,3%	3,6%	5,7%	4,1%	5,4%
OPEX_fix [EUR/kW]	26	13,3	20	20	70
OPEX_var [EUR/kWh]	0	0	0,01	0,008	0,008
Jährliche Reduktion des Wirkungsgrads	0,25%	0,25%	0	0	0

Tabelle 10: Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen in Regionen mit hoher Einstrahlung

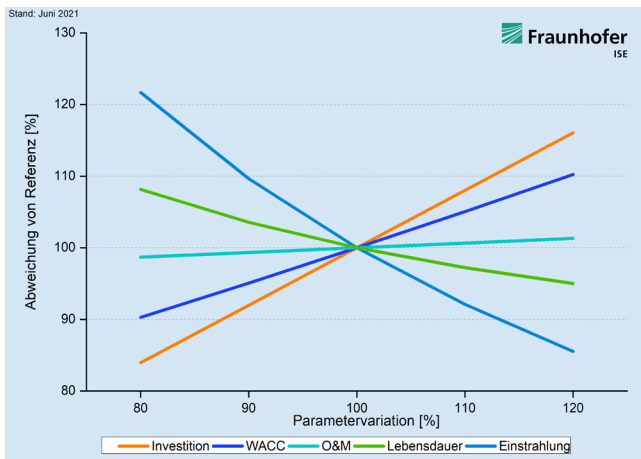


Abbildung 25: Sensitivitätsanalyse für CSP (100 MW mit Speicher) mit jährlicher DNI Einstrahlung von 2500 kWh/(m²a) und spezifischer Investition von 3600 EUR/kW.

Prognose der Stromgestehungskosten bis 2040 für erneuerbare Energien bei hoher Solarstrahlung und guten Windgeschwindigkeiten

Die Prognose der Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2040 wird ebenfalls für die Technologien PV, WEA und CSP an Standorten mit hoher Solarstrahlung bzw. Windgeschwindigkeit durchgeführt. Samadi (2018) hat verschiedene Lernraten von CSP-Kraftwerken in der Literatur zusammengestellt und berichtet, dass die Lernrate für die einzelnen Komponenten (Solarfeld, thermischer Speicher, Powerblock) zwischen 3% und 12% variiert. Daraus lässt sich eine gemittelte LR von 7,5% errechnen, die sich auf das Gesamtkraftwerk bezieht. Für PV und WEA werden ähnliche Lernraten wie in Kapitel 5 verwendet.

Bis 2040 können die Stromgestehungskosten von CSP auf Werte zwischen 4,28 €Cent/kWh und 6,80 €Cent/kWh sinken (siehe Abb. 22). Bei CSP wird entscheidend sein, inwieweit die Installationen von CSP in den Märkten mit hoher Solarstrahlung in den kommenden Jahren vorangetrieben werden. Was Onshore-WEA betrifft, so werden sie im Jahr 2040 an sehr guten Standorten in Europa Strom zu Gestehungskosten von 3,10 bis 4,90 €Cent/kWh produzieren. Bei Offshore-WEA liegen die Stromgestehungskosten in 2040 zwischen 5,40 und 7,95 €Cent/kWh. Für PV können die Stromgestehungskosten an Standorten mit guter Sonneneinstrahlung in der MENA-Region weniger als 3 €Cent/kWh für kleine Aufdachanlagen und ca. 1,5 €Cent/kWh für PV-Freiflächenanlagen betragen.

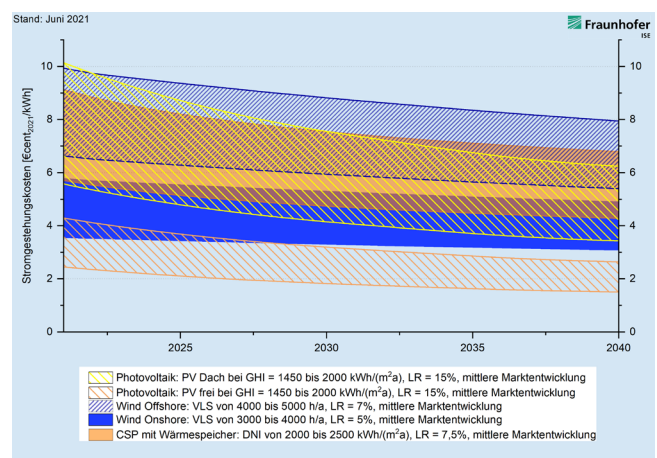


Abbildung 26: Entwicklung der Stromgestehungskosten für WEA, PV-Anlagen und CSP-Anlagen mit integrierten Wärmespeicher an Standorten mit hoher Windgeschwindigkeit (m/s) und Solarstrahlung kWh/(m²a).

7. EXKURS: STRUKTURAUSWERTUNG VON ZUGEBAUTEN PV-ANLAGEN

Alle an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossenen Stromerzeugungseinheiten in Deutschland müssen seit Januar 2021 in das Marktstammdatenregister (MaStR) eingetragen sein. Dies gilt auch für die stetig wachsende Zahl von Photovoltaikanlagen in Deutschland. Neben den Stammdaten, die schon in den EEG-Stammdaten erfasst wurden, wie Leistung und Standort, werden im Marktstammdatenregister nun auch zusätzliche Informationen über die PV-Anlagen, wie zum Beispiel die Ausrichtung, Neigung, Nutzung von Stromspeichern und Leistungsbegrenzung erfasst. Die verfügbaren Informatio-

nen wertet das Fraunhofer ISE in regelmäßigen Abständen aus und macht relevante Ergebnisse für die Öffentlichkeit verfügbar. Weiterführende Auswertungen sind möglich und können beim Fraunhofer ISE angefragt werden. Im Folgenden werden zwei beispielhafte Auswertungen dargestellt, die auf Basis der im MaStR verfügbaren Daten erstellt wurden.¹

Die folgende Abbildung zeigt, dass die meisten PV-Anlagen in der für den Ertrag der PV-Anlage am vorteilhaftesten Himmelsrichtung Süden gebaut sind. Im Jahr 2019 betrug der Anteil

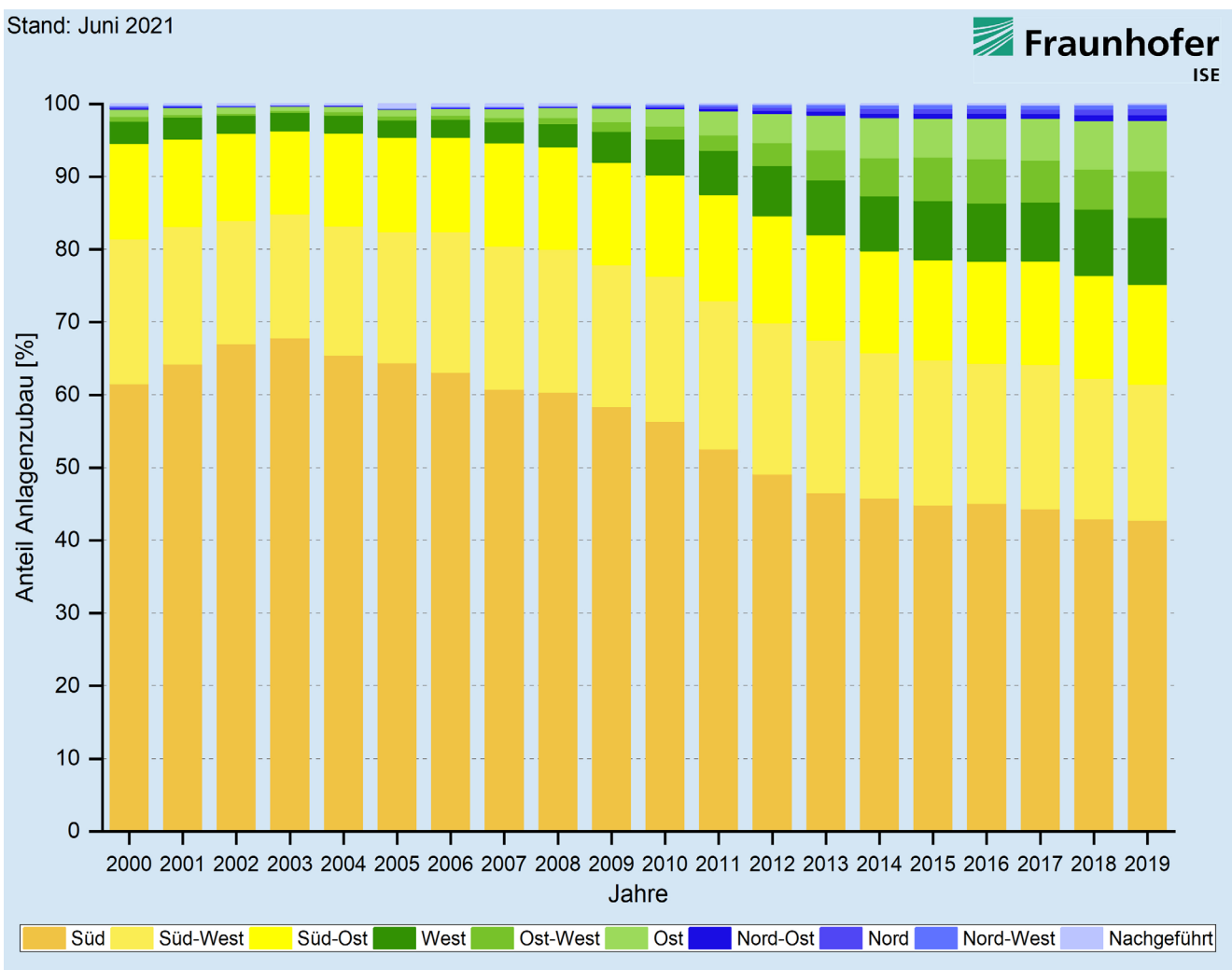


Abbildung 27: Relative Anteile der verschiedenen Ausrichtungen am Anlagenzubau historisch. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis MaStR-Daten registriert ab 31.01.2019 (Stand 03.03.2020) (BNetzA 2020).

nach Süden ausgerichteter Anlagen 42%. Darauf folgen mit 19% Süd-West Anlagen und hierauf mit 14% Süd-Ost Anlagen. Westanlagen (9%) sind etwas häufiger als Ostanlagen (7%). Als letzte größere Gruppe folgen Ost-West Anlagen mit 6%.

Allgemein hat der Anteil der Anlagen, die in anderen Himmelsrichtungen als Süden aufgestellt werden, zugenommen. Während es in 2000 39% waren, hat ihr Anteil bis 2019 auf 58% zugenommen. Hierdurch können Ertragseinbußen entstehen, die in ihrer Höhe allerdings stark vom Neigungswinkel der Anlage abhängen. Bei optimalem Neigungswinkel (variiert mit Himmelsrichtung, Breitengrad und Jahreszeit) können die Ertragseinbußen minimiert werden und liegen typischerweise zwischen 5-10%. Nur bei Anlagen, die in Richtung Norden ausgerichtet sind (2,1% der Anlagen in 2019), kann der Ertrag bis zu 50% niedriger ausfallen. Die zunehmende Variation der Ausrichtungen führt zu einer besseren Verteilung der Stromerzeugung über den Tag.

Im Jahr 2019 hatte der Großteil (54%) der installierten Anlagen einen Neigungswinkel zwischen 20 und 40 Grad. 20% der Anlagen wiesen einen noch steileren Neigungswinkel zwischen 40 und 60 Grad auf. Der Anteil von Anlagen mit flachem Neigungswinkel < 20 Grad ist allerdings in den letzten 20 Jahren stark angestiegen: Von 5% im Jahr 2000 auf 24% in 2019. Als Gründe für die verstärkte Nutzung von flachen Winkeln bei PV-Anlagen können folgende Entwicklungen und Installationsstrategien angeführt werden: Die zunehmenden Installationen von Ost/West-Anlagen, die Ermöglichung von engeren Packungsdichten und die Reduktion der Traglasten bei Wind. Bei Anlagen, deren Ausrichtung in Ost oder Westrichtung liegt sind kleine Winkel für den Ertrag der PV-Anlage von Vorteil. Engere Packungsdichten ermöglichen es mehr PV-Module bei begrenztem Platz zu installieren.

¹Link: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2021/vermehrter-zubau-von-grossen-pv-aufdachanlagen-mit-kleinen-neigungswinkeln-in-ost-west-richtung.html>

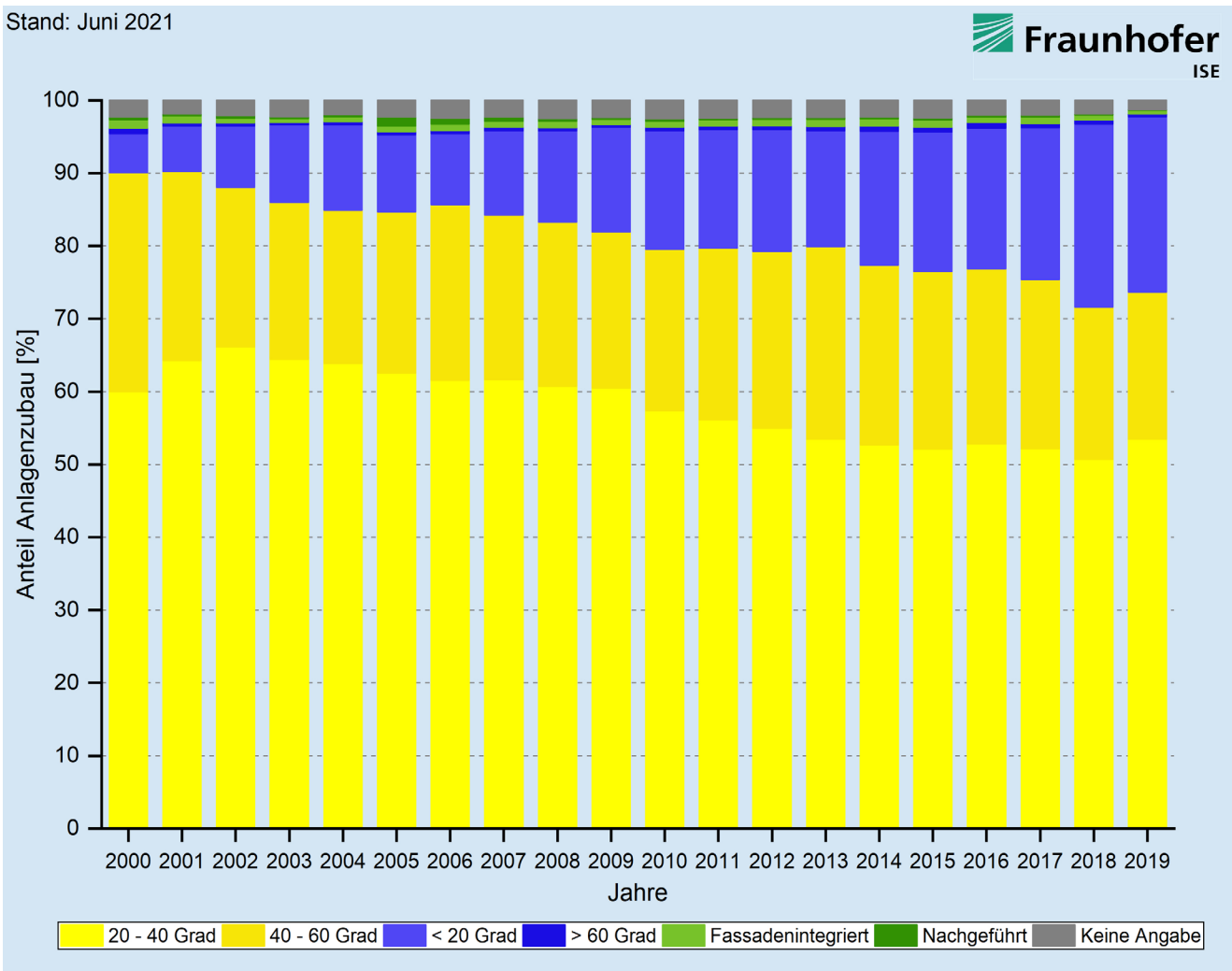


Abbildung 28: Relative Anteile verschiedener Neigungswinkel von PV-Anlagen am historischen Anlagenzubau. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis MaStR-Daten registriert ab 31.01.2019 (Stand 03.03.2020) (BNetzA 2020).

8. ANHANG

Berechnung der Stromgestehungskosten

Die Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) ermöglicht, Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungs- und Kostenstruktur miteinander zu vergleichen. Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus der Gegenüberstellung aller über die Lebensdauer der Anlage für die Errichtung und den Betrieb der Anlage anfallenden Kosten und der Summe der erzeugten Energiemenge über die Nutzungsdauer. Die Berechnung kann entweder auf Grundlage der Kapitalwertmethode oder der Annuitätenmethode erfolgen. Bei der Anwendung der Kapitalwertmethode werden die Aufwendung für Investition sowie die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet. 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 2013):

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

LCOE Stromgestehungskosten in EUR/kWh

- I_0 Investitionsausgaben in EUR
- A_t Jährliche Gesamtkosten in EUR im Jahr t
- $M_{t,el}$ Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh
- i realer kalkulatorischer Zinssatz
- 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. An dieser Stelle ist es 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 Stromgestehungskosten anhand der Annuitätenmethode ist als Vereinfachung der Kapitalwertmethode zu verstehen und existiert in zwei unterschiedlichen Ausführungen. Zum einen können die Stromgestehungskosten als Quotient der annualisierten Investitions- und Betriebskosten und des durchschnittlichen Stromertrags definiert werden. Die Berechnung erfolgt anhand folgender Formel (Allan et al. 2011; Gross et al. 2007; Lai und McCulloch 2016):

$$LCOE = \frac{(I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}) * ANF}{\frac{\sum_{t=1}^n M_t}{n}}$$

Der Annuitätenfaktor (ANF) berechnet sich wie folgt:

$$ANF_{t,i} = \frac{i * (1+i)^t}{(1+i)^t - 1}$$

In einer noch einfacheren Ausführung werden Stromgestehungskosten unter der Annahme, dass die jährlich produzierte Strommenge sowie die jährlichen Betriebskosten über die gesamte Betrachtungsdauer konstant sind, berechnet (Brown et al. 2015; Tegen et al. 2012):

$$LCOE = \frac{(I_0 * ANF) + A}{M}$$

Die Berechnung der Stromgestehungskosten anhand der beiden Ausführungen der Annuitätenmethode bieten zwar den Vorteil eines geringeren Rechenaufwandes, jedoch können abhängig von den gewählten Eingangsparametern starke Abweichungen zu der Berechnung mit der Kapitalwertmethode entstehen. Da die Anwendung der Kapitalwertmethode für die Berechnung der Stromgestehungskosten die Realität am besten abbildet, wurden die Stromgestehungskosten in der vorliegenden Studie auf Basis der Kapitalwertmethode berechnet.

Um die Wärmeerzeugung in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlagen), wie z.B. Bioenergieanlagen und GuD-Kraftwerke, zu berücksichtigen, wird die Methodik der Wärmegutschrift ("Heat Credit" auf Englisch) angewendet. Da KWK-Anlagen nicht nur Strom, sondern auch Wärme erzeugen, können die gesamten Erzeugungskosten nicht allein der Stromerzeugung zugeordnet werden. Die Wärmegutschrift, die auch als Erlös aus der Wärmeerzeugung bezeichnet wird, ist definiert als der Wert der von der KWK-Anlage abgegebenen Wärme, berechnet pro Einheit des von der Anlage über ihre

Lebensdauer erzeugten Stroms. Die Wärmegutschrift errechnet sich aus den Brennstoffkosten, die für die Wärmeerzeugung anfallen würden, steht aber unentgeltlich aus der in der gekoppelten Produktion der strombetriebenen KWK-Anlage erzeugten Wärme zur Verfügung. Die Wärmegutschriften variieren stark von Studie zu Studie (Bratanova et al. 2015). In dieser Studie wird die Wärmegutschrift aus der Differenz zwischen dem Gesamtwirkungsgrad einer KWK-Anlage und dem elektrischen Wirkungsgrad berechnet. Dabei ergibt sich die Differenz aus den realen Brennstoff- und Betriebskosten und denen, die anfallen, wenn das Kraftwerk ausschließlich zur Wärmeerzeugung genutzt wird (Koch et al. 2020; Schröder et al. 2013).

Lernkurvenmodelle

Aufbauend auf den Ergebnissen der Stromgestehungskosten für 2021 können, mit Hilfe der Marktprojektionen bis 2030 und 2040, 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 Ferioli et al. (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 2040 berechnet werden. In Verbindung mit Marktszenarien für die zukünftigen Jahre können den kumulierten Marktgrößen jeweils Jahreszahlen zugeordnet werden, so dass die Entwicklung der Stromgestehungskosten zeitlich abhängig prognostiziert werden.

Bewertung der Methodik und Verwendung von Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten haben sich als eine sehr praktische und wertvolle Vergleichsgröße für unterschiedliche Erzeugungstechnologien hinsichtlich ihrer Kosten durchgesetzt. Die LCOE-Berechnungsmethode ist international als Benchmark anerkannt, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit von unterschiedlichen Erzeugungstechnologien sowie von einzelnen Projekten zu bewerten und ermöglicht die Gegenüberstellung der Erzeugungstechnologien bezüglich ihrer Kosten (Allan et al. 2011, S. 23; Joskow 2011, S. 10; Lai und McCulloch 2016, S. 2; Liu et al. 2015, S. 1531; Orioli und Di Gangi 2015, S. 1992). Einer der Gründe, weswegen sich die Kostenmetrik durchgesetzt hat liegt darin, dass diese sich durch eine hohe Transparenz und Anschaulichkeit auszeichnet und gleichzeitig dazu in der Lage ist, die Schlüsselfaktoren der Erzeugungskosten über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerkes in lediglich einer Zahl widerzuspiegeln (Allan et al. 2011, S. 24; Díaz et al. 2015, S. 721; Tidball et al. 2010, S. 59). Aus wirtschaftlicher Sicht beinhalten die Stromgestehungskosten die wichtigsten Faktoren, die zu dem ökonomischen Potenzial eines Projektes beitragen (Myhr et al. 2014, S. 715). Die Tatsache, dass Stromgestehungskosten lediglich eine Zahl darstellen, bewirkt eine starke Reduktion der Komplexität und ermöglicht einen schnellen und unkomplizierten Vergleich unterschiedlicher Alternativen. Zudem findet der Ansatz ein breites Anwendungsfeld (Branker et al. 2011, S. 4471; Ouyang und Lin 2014, S. 65).

Jedoch sind bei der Betrachtung einer einzelnen Zahl Grenzen gesetzt. So besteht bei einer Einzelbetrachtung der Stromgestehungskosten aufgrund der Verengung der Sichtweise die

Gefahr einer Fehlinterpretation und einer daraus resultierenden Fehlentscheidung. Die Stromgestehungskosten stellt eine mit Unsicherheiten behaftete Kennzahl dar. Diese lassen sich in erster Linie dadurch erklären, dass für die Berechnung sämtliche Werte bezüglich der gesamten Lebensdauer des Kraftwerkes erforderlich sind, welche zum Teil prognostiziert werden müssen. An dieser Stelle nennen Branker et al. (2011, S. 471) als weitere Schwachstelle, dass der Fokus oftmals zu stark auf dem statischen Wert der Stromgestehungskosten liegt, die Berechnungsgrundlage jedoch nicht transparent ist. Aus diesem Grund ist wichtig, dass die Annahmen hinter der Kennzahl ausreichend begründet und nachvollziehbar sind und es muss ersichtlich sein, welche Kostenbestandteile mit einbezogen wurden. Joskow (2011, S. 1) hebt hervor, dass Strom ein zeitlich heterogenes Gut ist, was bedeutet, dass die Wertigkeit des Stromes von dem Zeitpunkt abhängt, zu dem er erzeugt wird. Die Wertigkeit des Stromes hängt nicht nur von der eingesetzten Technologie ab, sondern wird von dem Zusammenspiel der Kraftwerke in dem betrachteten System beeinflusst. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Wertigkeit, wie sie heute in Deutschland über den Energy-Only-Markt berechnet wird, in einem System mit noch höheren Anteilen erneuerbaren Energien anders darstellen wird und der Wert der CO₂-freien Stromerzeugung deutlich steigt.

Stromgestehungskosten können unterstützend zur Entscheidungsfindung herangezogen werden. Abschließende Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einer Technologie können anhand der einzelnen Betrachtung der Stromgestehungskosten jedoch nicht getroffen werden. An dieser Stelle darf nicht in Vergessenheit geraten, dass die Stromgestehungskosten eine kostenbasierte Kennzahl sind und keine Erlöse miteinbeziehen.

Datenanhang

	Niedrig	Mittel	Hoch
2020	707,5	707,5	707,5
2021	835	849	877
2022	977	1.010	1.079
2023	1.133	1.192	1.317
2024	1.303	1.395	1.593
2025	1.485	1.618	1.912
2026	1.679	1.861	2.275
2027	1.880	2.121	2.684
2028	2.087	2.397	3.141
2029	2.295	2.685	3.643
2030	2.502	2.980	4.189
2031	2.702	3.278	4.776
2032	2.905	3.606	5.397
2033	3.108	3.966	6.044
2034	3.310	4.363	6.709
2035	3.509	4.799	7.380
2036	3.684	5.231	8.081
2037	3.832	5.650	8.809
2038	3.985	6.045	9.557
2039	4.144	6.408	10.322
2040	4.310	6.728	11.096

Tabelle 11: Entwicklung der globalen kumulierten Leistung von PV [GW], eigene Szenarien (Fraunhofer ISE)

Technologie	Lernrate (LR)	Marktszenario	Variation der LR	Variation der Szenarien
PV-Aufdach klein	15%	Mittelwert-Szenario	20%, 10%	ISE low, ISE high
PV-Aufdach groß	15%	Mittelwert-Szenario	20%, 10%	ISE low, ISE high
PV-Freiflächenanlage	15%	Mittelwert-Szenario	20%, 10%	ISE low, ISE high
Wind Onshore	5%	Onshore Wind moderat	8%, 3%	GWEC 450S, GWEC Advanced
Wind Offshore	5%	Offshore Wind	-	-
CSP	7,5%	IRENA REMap	10%, 4%	SolarPACES 2016, Sarasin 2011
Biogas-Anlagen	-	-	-	-
Feste Biomasse	-	-	-	-
Braunkohle	-	-	-	-
Steinkohle	-	-	-	-
GuD-Kraftwerke	-	-	-	-
Gaskraftwerke	-	-	-	-

Tabelle 12: Übersicht der Lernrate und Marktszenarien

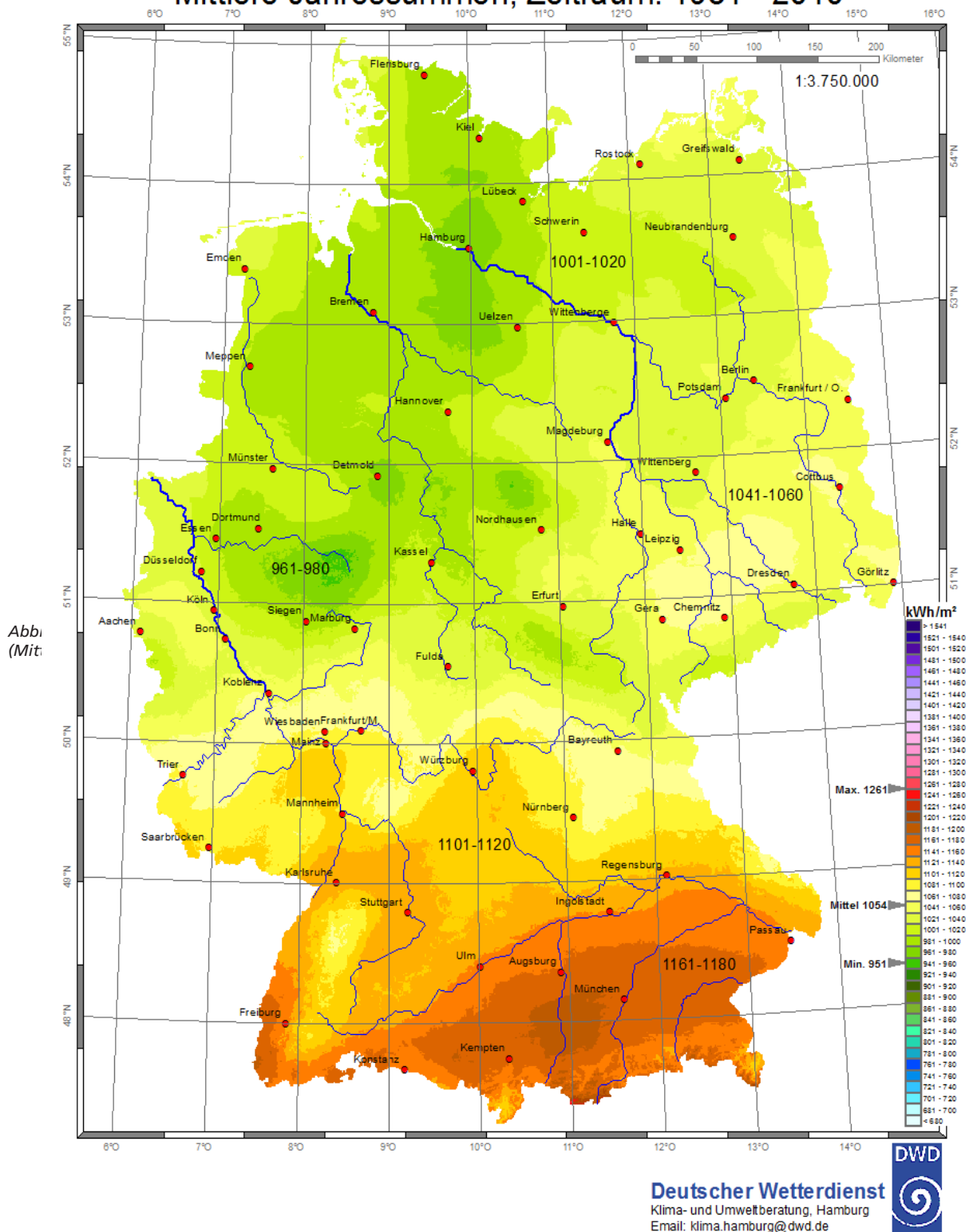
Technologie	Szenarienbezeichnung	Quelle	2025 [GW]	2040 [GW]	in Prognose verwendet
Wind offshore	Offshore Wind	ISE	125	510	X
Wind onshore	Onshore Wind moderat	GWEC 2016, moderate (angepasst von ISE)	1.016	2.767	X
Wind onshore	Onshore Wind fortschrittlich	GWEC 2016, advanced (angepasst von ISE)	1.470	4.259	
Wind onshore	IRENA REMap 2021	IRENA REMap, 2021	1.179	3.572	
PV	Low-Szenario	ISE	1.485	4.310	
PV	Mittelwert-Szenario	ISE	1.618	6.728	X
PV	High-Szenario	ISE	1.912	11.096	
CSP	Sarasin 2011	Sarasin Bank, 2011	37	209	
CSP	IRENA REMap 2021	IRENA REMap, 2021	55	342	X
CSP	Moderate Policy	SolarPACES, 2016	45	424	

Tabelle 13: Übersicht der Szenarien und Ausbauziele für PV, CSP und WEA

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland

Basierend auf Satellitendaten und Bodenwerte aus dem DWD-Messnetz

Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 - 2010



9. REFERENZEN

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Teil1_0.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2021.
- AGEE-Stat (2021): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2020. Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: Februar 2021. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Allan, G.; Gilmartin, M.; McGregor, P.; Swales, K. (2011): Levelised costs of Wave and Tidal energy in the UK. Cost competitiveness and the importance of “banded” Renewables Obligation Certificates. In: *Energy Policy* 39 (1), S. 23–39. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.029.
- BMU (2021): Fragen und Antworten zum Kohleausstiegsgesetz - BMU-Cluster. Online verfügbar unter <https://www.bmu.de/faqs/fragen-und-antworten-zum-kohleausstiegsgesetz/>, zuletzt aktualisiert am 24.04.2021, zuletzt geprüft am 24.04.2021.
- BNetzA (2018): Kraftwersliste der Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, zuletzt geprüft am 17.01.2018.
- BNetzA (2020): Marktstammdatenregister. MaStR-Daten registriert ab 31.01.2019 (Stand 03.03.2020). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html.
- bp (2020): BP Statistical Review of World Energy 2020. Online verfügbar unter <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>, zuletzt geprüft am 03.05.2021.
- Banker, K.; Pathak, M. J. M.; Pearce, J. M. (2011): A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9), S. 4470–4482. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.104.
- Bratanova, A.; J. Robinson; Liam, W. (2015): Modification of the LCOE model to estimate a cost of heat and power generation for Russia. In: MPRA Paper No. 65925. Online verfügbar unter <https://www.bmu.de/faqs/fragen-und-antworten-zum-kohleausstiegsgesetz/#:~:text=Bereits%20Ende%202020%20wird%20der,Tonnen%20CO2%2DEinsparung%20pro%20Jahr.>
- Brown, C.; Poudineh, R.; Foley, B. (2015): Achieving a cost-competitive offshore wind power industry. What is the most effective policy framework? Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.
- DBFZ (2015): Stromerzeugung aus Biomasse. Vorhaben Ila Biomasse. Zwischenbericht Mai 2015. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/eeg_monitoring/berichte/01_Monitoring_ZB_Mai_2015.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2021.
- DBFZ (2019): Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex). Abschlussbericht. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/20191108_LeitfadenFlex_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2021.
- Díaz, G.; Gómez-Aleixandre, J.; Coto, J. (2015): Dynamic evaluation of the levelized cost of wind power generation. In: *Energy Conversion and Management* 101, S. 721–729. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.06.023.

DWD (2013): Global Radiation in Germany. Average annual sums, period: 1981-2010. Online verfügbar unter https://www.dwd.de/EN/our-services/solarenergy/maps_globalradiation_average.html.

EuPD Research (2021): Photovoltaik-Preismonitor Deutschland. German PV ModulePriceMonitor© 2021 - Ergebnisse 1. Quartal. Bonn.

Fachverband Biogas (2020): Biogas market data in Germany 2019/2020. Online verfügbar unter [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/20-07-23_Biogasindustryfigures-2019-2020_english.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/20-07-23_Biogasindustryfigures-2019-2020_english.pdf), zuletzt geprüft am 04.05.2021.

Feroli, F.; Schoots, K.; van der Zwaan, B.C.C. (2009): Use and limitations of learning curves for energy technology policy. A component-learning hypothesis. In: Energy Policy 37 (7), S. 2525–2535. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.10.043.

FNR (2020): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2020. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Online verfügbar unter https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2020/Mediathek/broschuere_basisdaten_bioenergie_2020_web.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2021.

Fraunhofer IEE (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II a: Biomasse. Endbericht. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/fraunhofer-ieee-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7, zuletzt geprüft am 03.05.2021.

Fraunhofer ISE (2021a): Kreisdiagramme zur Stromerzeugung und installierte Leistung | Energy-Charts. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Online verfügbar unter https://energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2020, zuletzt aktualisiert am 22.04.2021, zuletzt geprüft am 24.04.2021.

Fraunhofer ISE (2021b): Prozentuale Volllast von Erdgas in Deutschland 2020 | Energy-Charts. Online verfügbar unter https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/08/Annual-Wind-Report_2019_digital_final_2r.pdf, zu-letzt aktualisiert am 22.04.2021, zuletzt geprüft am 23.04.2021.

Fraunhofer IWES (2018): Wind Monitor. Online verfügbar unter http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/1_volllaststunden/, zuletzt geprüft am 17.01.2018.

Greenpeace International; ESTELA; SolarPACES (2016): Solar Thermal Electricity. Global Outlook 2016. Unter Mitarbeit von Sven Teske, Janis Leung, Luis Crespo, Marcel Bial, Elena Dufour und Christoph Richter. Hg. v. Greenpeace International, ESTELA und SolarPACES, zuletzt geprüft am 03.05.2021.

Gross, R.; Heptonstall, P.; Blyth, W. (2007): Investment in electricity generation: the role of costs, incentives and risks. A report produced by Imperial College Centre for Energy Policy and Technology (ICEPT) for the Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre. Online verfügbar unter <http://www.ukerc.ac.uk/publications/investment-in-electricity-generation-the-role-of-costs-incentives-and-risks.html>, zuletzt geprüft am 24.04.2021.

Guss et al. (2016): Biogas - Quo vadis? Institut für ZukunftsEnergieSysteme GmbH (IZES) und Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu). Online verfügbar unter https://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_15_065.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.2021.

GWEC (2016): Global Wind Energy Outlook 2016. Global Wind Energy Council.

GWEC (2020a): Global Offshore Wind Report 2020. Global Wind Energy Council. Online verfügbar unter <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020/>.

GWEC (2020b): Global Wind Report 2019. Global Wind Energy Council. Online verfügbar unter https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/08/Annual-Wind-Report_2019_digital_final_2r.pdf.

Hecking, H.; Kruse, J.; Obermüller, F. (2017): Analyse eines EU-weiten Mindestpreises für CO₂. Auswirkungen auf Emissionen, Kosten und Renten. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH.

- IEA (2020): World Energy Outlook 2020. Hg. v. International Energy Agency.
- IRENA (2021a): Renewable Capacity Statistics 2021. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf.
- IRENA (2021b): World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway. International Atomic Energy Agency. Abu Dhabi.
- Joskow, P. L. (2011): Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. In: EUI Working Paper RSCAS 45.
- KfW (2021): KONDITIONENÜBERSICHT FÜR ENDKREDITNEHMER. Online verfügbar unter <https://www.kfw-formularsammlung.de/Konditionen-anzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270>, zuletzt aktualisiert am 22.04.2021, zuletzt geprüft am 22.04.2021.
- Koch, Katharina; Alt, Bastian; Gaderer, Matthias (2020): Dynamic Modeling of a Decarbonized District Heating System with CHP Plants in Electricity-Based Mode of Operation. In: *Energies* 13 (16), S. 4134. DOI: 10.3390/en13164134.
- Konstantin, P. (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3rd ed. Dordrecht: Springer (VDI-Buch).
- Kost, C.; Mayer, J. N.; Thomsen, J.; Hartmann, N.; Senkpiel, C.; Philipps, S. et al. (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - November 2013. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Kost, C.; Schlegl, T. (2010): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - Dezember 2010. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2010_ISE_110706_Stromgestehungskosten_mit%20DB_CKost.pdf.
- Kost, C.; Schlegl, T.; Thomsen, J.; Nold, S.; Mayer, J. (2012): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - Mai 2012. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>.
- Kost, C.; Shammugam, S.; Jülch, V.; Nguyen, H.; Schlegl, T. (2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - März 2018. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Freiburg.
- Lai, C. S.; McCulloch, M. D. (2016): Levelized Cost of Energy for PV and Grid Scale Energy Storage Systems. In: Computing Research Repository. Online verfügbar unter <http://arxiv.org/abs/1609.06000>.
- Liu, Z.; Zhang, W.; Zhao, C.; Yuan, J. (2015): The Economics of Wind Power in China and Policy Implications. In: *Energies* 8 (2), S. 1529–1546. DOI: 10.3390/en8021529.
- Matschoss, P.; Dotzauer, M.; Gawel, E. (2019): Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Biogasanlagen. MakroBiogas. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), Institut für ZukunftsEnergie und StoffstromSysteme (IZES) und Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH. Online verfügbar unter https://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_16_075.pdf, zuletzt geprüft am 11.05.21.
- Myhr, A.; Bjerkseter, C.; Ågotnes, A.; Nygaard, T. A. (2014): Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. In: *Renewable Energy* 66, S. 714–728. DOI: 10.1016/j.renene.2014.01.017.
- New Energy Update (2017): CSP Today Global Tracker. Online verfügbar unter <http://tracker.newenergyupdate.com/tracker/projects>, zuletzt geprüft am 22.01.2018.
- Orioli, A.; Di Gangi, A. (2015): The recent change in the Italian policies for photovoltaics. Effects on the payback period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts. In: *Energy* 93, S. 1989–2005. DOI: 10.1016/j.energy.2015.10.089.
- Ouyang, X.; Lin, B. (2014): Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. In: *Energy Policy* 70, S. 64–73. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.03.030.

Reich, N. H.; Mueller, Bjoern; Armbruster, Alfons; van Sark, Wilfried G. J. H. M.; Kiefer, Klaus; Reise, Christian (2012): Performance ratio revisited. Is PR > 90% realistic? In: Prog. Photovolt: Res. Appl. 20 (6), S. 717–726. DOI: 10.1002/pip.1219.

Reuter, A.; Elsner, P. (2016): Windkraftanlagen. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung); Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. (Energiesysteme der Zukunft). Online verfügbar unter http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Windkraftanlagen.pdf, zuletzt geprüft am 11.10.2017.

Samadi, Sascha (2018): The experience curve theory and its application in the field of electricity generation technologies – A literature review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 82, S. 2346–2364. DOI: 10.1016/j.rser.2017.08.077.

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

Schröder, A.; Kunz, F.; Meiss, J.; Mendelevitvh, R.; Hirschhausen, C. von (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; Reiner Lemoine Institut, TU Berlin. Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf, zuletzt geprüft am 24.04.2021.

Tegen, S.; Hand, M.; Maples, B.; Lantz, E.; Schwabe P.; Smith, A. (2012): 2010 Cost of Wind Energy Review. National Renewable Energy Laboratory. Online verfügbar unter <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52920.pdf>, zuletzt geprüft am 24.04.2021.

Tidball, R.; Bluestein, J.; Rodriguez, N.; Knoke, S. (2010): Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies. National Renewable Energy Laboratory. Online verfügbar unter <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48595.pdf>, zuletzt geprüft am 26.09.2017.

Tsiropoulos, I.; Tarvydas, D.; Zucker, A. (2018): Cost development of low carbon energy technologies: scenario based cost trajectories to 2050. 2017 edition. EUR 29034 EN. JRC 109894. Luxembourg: Publications Office of the European Union.

Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Technologienbericht. Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale, 0).

Wirth, H. (2021): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, zuletzt geprüft am 22.04.2021.

WNA (2021): Plans For New Reactors Worldwide. World Nuclear Association. Online verfügbar unter <https://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx>.

Wright, T. P. (1936): Factors Affecting the Cost of Airplanes. In: Journal of the Aeronautical Sciences 3 (4), S. 122–128. DOI: 10.2514/8.155.

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:

- Energiewirtschaftliche Analysen von Energiesystemen
- Techno-ökonomische Bewertung von Energietechnologien
- Dekarbonisierungsstrategien und Geschäftsmodelle
- Anlageneinsatzplanung und Betriebsstrategien im Energiemarkt
- Smart Energy Cities, Quartierskonzepte und Wärmenetze
- Ressourcenbewertung für die Energiewende

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 Ansätzen: Zum einen kann für ein bestimmtes CO₂-Minderungsziel ein sektorenübergreifendes 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.

Weitere Informationen und Kontaktinformationen für Ihre Anfragen zum Geschäftsfeld Energiesystemanalyse finden Sie unter:

www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/power-electronics-grids-and-smart-systems/energy-system-analysis.html



Fraunhofer

ISE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

Ansprechpartner:

Dr. Christoph Kost

christoph.kost@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. Hans-Martin Henning

Prof. Dr. Andreas Bett