

Fh-Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Juli 2024

Bemerkungen zum Fh Bericht über LCOE Stand: 18. Dez 2025, Autor: JKM

Zuvor:

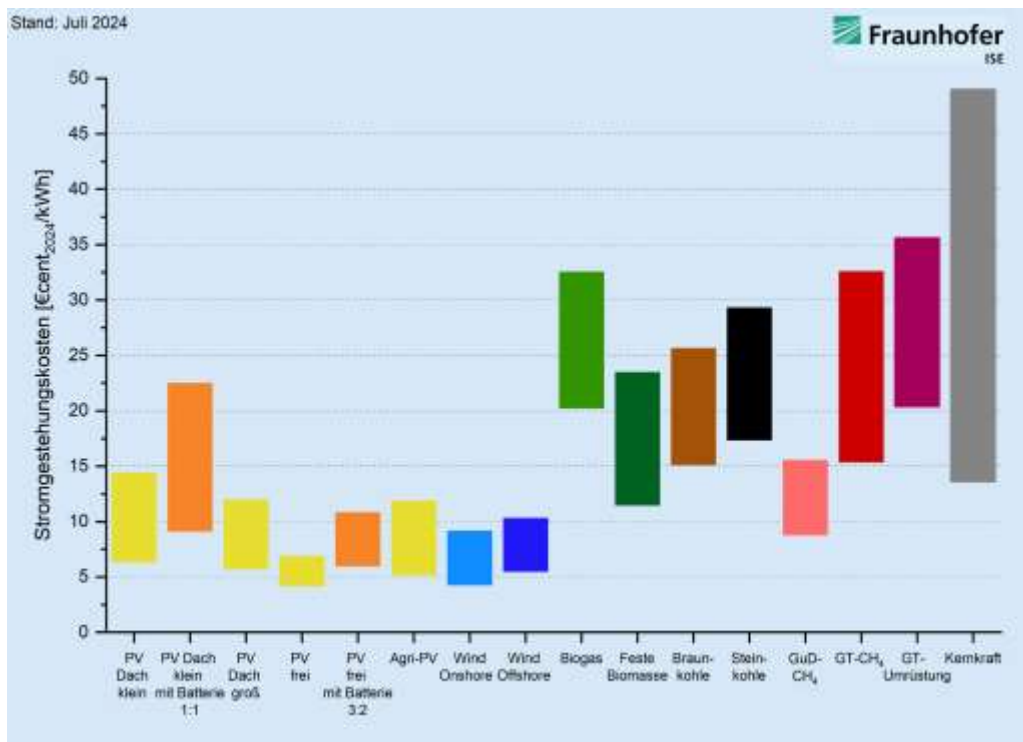
dass sich das anspruchsvolle wissenschaftliche Institut nicht scheut Energie als „erneuerbar“ zu bezeichnen, ist kein Zeugnis von Ideologiefreiheit. Und belastet die ganze Studie.

Auch wird von „erzeugter“ Energie gesprochen, wo es sich in Wirklichkeit um gewonnenen Strom handelt. Die Unterschiede sollten dem vermeintlichen Niveau von Fh nicht entgangen sein.

Kernkraft wird in den Jahren nach 2025 stiefmütterlich behandelt. Man macht sich nicht die Mühe in die folgenden 20-30 Jahre zu schauen, wie man es bei andern Energien tut.

Im Folgenden sind die wichtigsten Abschnitte kommentiert, wo Kernkraft erwähnt ist. Es sind Abschnitte aus dem Bericht. Die Kommentare sind kursiv

Die vorliegende Studie gibt einen Überblick über die aktuellen und zukünftigen Stromgestehungskosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien. Dabei werden die Stromgestehungskosten von heute, im Jahr 2024, bis zum Jahr 2045 analysiert. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf den Erneuerbaren Energien wie Photovoltaik- (PV), Windenergie- (WEA) und Bioenergieanlagen in Deutschland. Zusätzlich werden PV-Batteriesysteme und Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen (Agri-PV) betrachtet, da sie einen wachsenden Markt im deutschen Stromsystem darstellen. Zum Vergleich der Stromgestehungskosten dieser Erneuerbaren Energietechnologien werden auch die Stromgestehungskosten neu errichteter, konventioneller Kraftwerke wie Braunkohle-, Steinkohle-, Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) und Gasturbinen sowie Kernkraftwerke berechnet. Zusätzlich werden erstmals die Kosten von Gasturbinen, Gas- und Dampfturbinenkraftwerken sowie Brennstoffzellen, die mit grünem Wasserstoff betrieben werden, untersucht. Ein weiterer Teil der Studie befasst sich mit einer Stromgestehungskostenanalyse von Gasturbinen, die im Jahr 2035 von Erdgas auf Wasserstoff umgerüstet werden. Abbildung 1 zeigt die errechneten Stromgestehungskosten für erneuerbare und konventionelle Kraftwerke, die potenziell im Jahr 2024 errichtet werden. Die dargestellten Kostenbänder *Abbildung 1:*



Die Dekarbonisierung und der Umbau der Energieversorgung sind sowohl mit technischen als auch ökonomischen Anstrengungen verbunden. Die Kosten der Stromerzeugung stellen dabei einen maßgeblichen Kostenfaktor dar. Sie lassen sich technologiespezifisch auflösen und sind abhängig von den Kosten für Bau und Betrieb der jeweiligen Stromerzeugungsanlage.

Und auch von Brennstoff-Preisen und Markteingriffen (Subventionen)

Insbesondere die Kosten für erneuerbare Energietechnologien sind in den letzten 15 Jahren stark gesunken. 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. Auf der anderen Seite wird die Integration wasserstoffbasierter Stromerzeugungstechnologien zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Einspeisung eine immer wichtigere Rolle im zukünftigen Erzeugungsmix einnehmen.

Solange man den hohen Stromverbrauch zur Elektrolyse nicht mit Hochtemperatur reduzieren will, eine Illusion.

Die aktuelle Auflage dieser Studie setzt sich das Ziel, eine möglichst transparente, zukunftsgerichtete und technologie neutrale Abbildung der Stromgestehungskosten aller im deutschen Energiesystem relevanten Stromerzeugungstechnologien vorzunehmen. Vor dem Hintergrund der aktuellen Debatte um den wirtschaftlichen und systemrelevanten Einsatz **der Kernkraft** wurde auch diese Erzeugungstechnologie mitberücksichtigt. Hierbei wurde auch die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Volllaststunden analysiert, da ein Stromsystem basierend auf Erneuerbaren Energien eine Komplementierung durch flexible Kraftwerke mit niedrigen Volllaststunden vorsieht.

Zentrale Inhalte dieser Studie „

Analyse der aktuellen Situation im Jahr 2024 und der zukünftigen Marktentwicklung von Photovoltaik (PV), Windenergieanlagen (WEA) und Bioenergieanlagen in Deutschland

- 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 Preisobergrenzen 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-, Kernkraft-, GuD- und Gaskraftwerke) sowie von flexiblen Kraftwerken und Brennstoffzellen, die mit Wasserstoff betrieben werden, berechnet.

Die vorliegende Studie ist eine methodische und inhaltliche Aktualisierung der Versionen Juni 2021 (Kost et al. 2021), 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 2024 folgende Änderungen durchgeführt worden.

„ Agri-Photovoltaikanlagen, d.h. Anlagen, die mit laufender Landwirtschaft unter den Anlagen verbunden sind, werden aufgenommen.

„ Wasserstoffkraftwerke, Brennstoffzellen und Kernkraftwerke werden zusätzlich analysiert. „ Für regelbare Kraftwerkstypen wird eine Analyse abhängig von den Volllaststunden durchgeführt, um die Systemeffekte von flexiblen Kraftwerken mit niedrigen Volllaststunden in einem auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem abzubilden.

„ Die Entwicklung der Brennstoffpreise (Erdgas, Biomasse), CO₂-Preise und Volllaststunden ist entsprechend den aktuellen Zielen für Deutschland hin zu einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2045 erneut angepasst. Die Brennstoffpreise und Volllaststunden sind aktualisiert.

„ Aufgrund der in den letzten beiden Jahren gestiegenen Inflation liegen die Finanzierungskosten über denen der letzten Studie. Auch die CAPEX-Werte wurden alle einer Inflationsbetrachtung unterzogen.

CAPEX [EUR/kW]	Wind Onshore	Wind Offshore	Biogas	Feste Biomasse	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine	H ₂ Gasturbine	H ₂ GuD	Brennstoffzelle	Kernkraft
Investment 2024 niedrig	1300	2200	2894	3473	1850	1700	900	450	550	1100	5000	6000
Investment 2024 hoch	1900	3400	5788	5788	2550	2300	1300	700	1200	2400	8000	16000

CAPEX [EUR/kW]	PV Dach Kleinanlagen (<=30 kW _p)	PV Dach Großanlagen (>30 kW _p)	PV Freifläche (> 1 MW _p)	Agri-PV (0,5-2 MW _p)	Batteriespeicher für PV-Kleinanlagen (<= 30 kW _p ; PV-Leistung zu Batteriekapazität 1:1)	Batteriespeicher für PV-Dach-Großanlagen (30 kW _p – 1 MW _p ; PV-Leistung zu Batteriekapazität 2:1)	Batteriespeicher für PV-Freiflächenanlagen (> 1 MW _p ; PV-Leistung zu Batteriekapazität 3:2)
Investment 2024 niedrig	1000	900	700	900	500	450	400
Investment 2024 hoch	2000	1600	900	1700	1000	800	600

Tabelle 1: Spezifische Anlagenkosten EUR/kW bzw. EUR/kWh bei aktuellen Anlagen in 2024, (Quelle: Fraunhofer ISE intern, Lazard 2024)

Wenn hier Kernkraft mit 6.000 €/kW beziffert wird, scheint man die aktuell bevorzugte Art der SMR nicht zu kennen oder ausgeklammert zu haben..

	Wind Onshore	Wind Offshore	Biogas	Feste Biomasse	Braunkohle	Steinkohle	GuD	GT	GuD-H ₂	GT-H ₂	Brennstoffzelle	Kernkraftwerk
Lebensdauer in Jahren	25	25	25	25	40	30	30	30	30	30	12	45
Anteil Fremdkapital [%]	80	70	80	80	60	60	60	60	60	60	60	60
Anteil Eigenkapital [%]	20	30	20	20	40	40	40	40	40	40	40	40
Zinssatz Fremdkapital [%]	5,5	7,0	5,5	5,5	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	8,0	8,0
Rendite Eigenkapital [%]	7,0	10,0	8,0	8,0	11,0	11,0	10,0	10,0	11,3	11,3	12,0	12,0
WACC nominal [%]	5,8	7,9	6,0	6,0	8,6	8,6	8,2	8,2	8,7	8,7	9,6	9,6
WACC real [%]	3,9	6,0	4,2	4,2	6,8	6,8	6,4	6,4	6,9	6,9	7,8	7,8
OPEX fix [EUR/kWh]	32	39	4% von CAPEX	4% von CAPEX	42	37	20	23	25	23	30	100
OPEX var [EUR/kWh]	0,007	0,008	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,004	0,005	0,005	0,016	0,007
Jährliche Reduktion des Wirkungsgrads	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

KernKW Laufzeiten von 45 Jahren werden weltweit verlängert teils bis zu 80 Jahren. Solche Annahmen machen das Fh Institut nicht glaubwürdig. Warum nimmt man dafür den höchsten Zinssatz von 8 % ? Tendenziös.

Die Gestehungskosten der Kernkraft liegen im Vergleich dazu bei 13,6 bis 49,0 €Cent/kWh. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass externalisierte Kosten wie die Endlagerung der ausgebrannten Brennstäbe nicht berücksichtigt werden. Wird eine Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff im Jahr 2035 für die Gasturbine betrachtet, ergeben sich Gestehungskosten von 20,4 – 35,6 €Cent/kWh im Installationsjahr 2024. Die Brennstoffzelle weist Stand 2024 Gestehungskosten zwischen 23,1 und 59,0 €Cent/kWh auf. 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 Kapitel 7).

8. ANHANG

Berechnung der Stromgestehungskosten

Die Methode der Levelized Cost 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 wohlfeile Belehrung über Barwerte usw. übersieht dennoch, wie z.B. Zinsen über eine Laufzeit auch stark schwanken können

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.

Und Personal ?

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:

Jährliche Gesamtkosten A_t =
Fixe Betriebskosten
+ Variable Betriebskosten
(+ Restwert/Entsorgung der Anlage)

Durch die Diskontierung aller Ausgaben und der erzeugten Strommenge über die Nutzungsdauer auf den gleichen Bezugspunkt wird die Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten gewährleistet. Die Stromgestehungskosten stellen eine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis und nicht eine Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen dar.

Welche Weisheit !

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.

Das muss sein, aber durch Abstraktion nicht zweifelfrei.

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.

S. 39

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): Der Annuitätenfaktor (ANF) berechnet sich wie folgt: 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): 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 GuDKraftwerke, 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 $PR = 1 - \text{Lernrate}$). 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: 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.

S.41

Bewertung der Methodik und Verwendung von Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten haben sich als eine sehr praktische und wertvolle Vergleichsgröße für unterschiedliche Erzeugungstechnologien hinsichtlich ihrer Kosten durchgesetzt.

Das könnte sie sein, wenn auch die Eingangsgrößen irgendwie einheitlich vergleichbar wären. Da sie dies nicht sind, nützen auch die LCOE Ergebnisse nicht viel.

Dass konkrete Beispiele fehlen, macht die Methode nicht glaubwürdiger. Als Basis gesellschaftlicher Entscheidungen für oder gegen Kernkraft ist sie untauglich.

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.

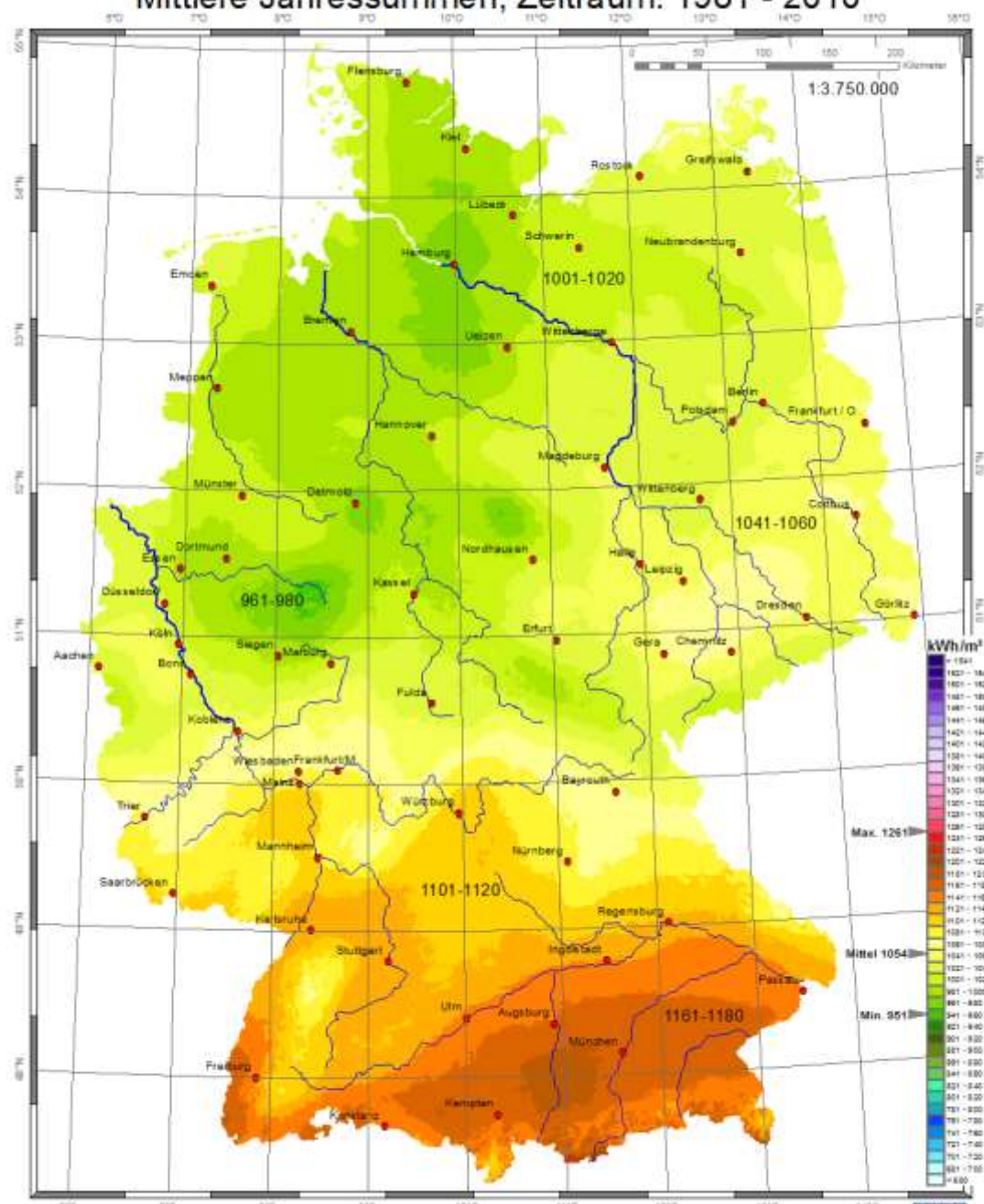
Stromgestehungskosten können unterstützend zur Entscheidungsfindung herangezogen werden.

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.

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland

Basierend auf Satellitendaten und Bodenwerte aus dem DWD-Messnetz

Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 - 2010



Deutscher Wetterdienst
Klima- und Umweltberatung, Hamburg
Email: klima.hamburg@dwd.de

